

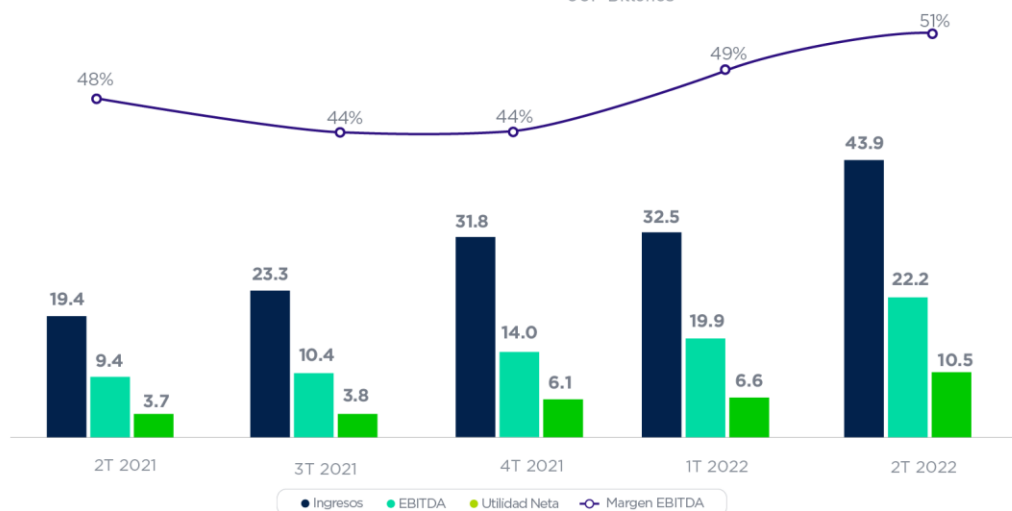
Resultados 2022 SEGUNDO TRIMESTRE

NUEVO TRIMESTRE RÉCORD RESPALDA NUESTRA VISIÓN DE LARGO PLAZO



Retornos Competitivos

COP Billones



RENTABILIDAD DEL DIVIDENDO* MÁS ALTA EN LA HISTORIA

20%

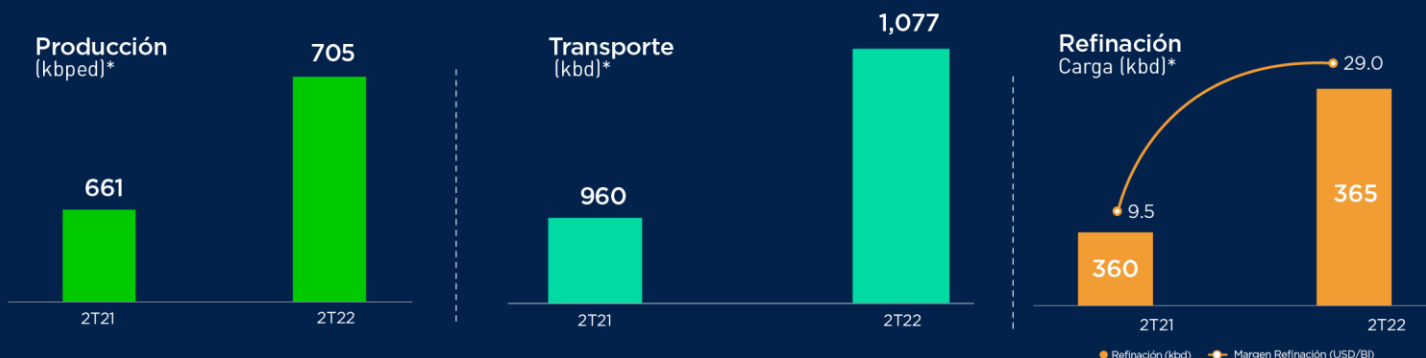
ROACE EN NIVELES RÉCORD**

17.1%

*Calculado con base en el precio de la acción al cierre de Jun 22
 **Retorno Sobre el Capital Promedio Empleado

Crecer con la transición

*kbped: Miles de barriles de petróleo equivalente por día
 *kbd: Miles de barriles por día



GAS



• 20% DE PARTICIPACIÓN EN PRODUCCIÓN CONSOLIDADA 2T22

• UCHUVA - 1

DESCUBRIMIENTO GASÍFERO en aguas profundas del Caribe colombiano

isa

Contribución al EBITDA del Grupo en 2T22

COP 2.2 BILLONES
 (+13% vs 2T21)

GENERAR VALOR CON SostECNibilidad

• **TRIF* MÁS BAJO EN LA HISTORIA** en Ecopetrol primero la vida

• **RANKING MERCADO TALENTO #1** en atraer y retener el talento en el país



• **HYDROGEN COUNCIL**

Adhesión como Miembros Directivos

• **ALIANZA TOYOTA** para movilidad con H₂

*Total Recordable Injury Frequency (número total de accidentes registrables x millón de horas)

CONOCIMIENTO DE VANGUARDIA

• Primera prueba piloto 5G de uso industrial con aliados:

accenture | **Claró** | **Microsoft**

• Plan de automatización y robotización en laboratorios de *VTI

*Vicepresidencia de Ciencia, Tecnología e Innovación (Integra la anterior Vicepresidencia Digital y el ICP - Instituto Colombiano del Petróleo)



Las cifras del Grupo Ecopetrol al cierre de junio de 2022 marcan un nuevo hito histórico para la Compañía al haber logrado los mejores resultados financieros trimestrales y semestrales en nuestra historia. En tan solo seis meses del año hemos logrado una utilidad de COP 17.0 billones que supera la de todo el año 2021.

Estos resultados son reflejo de i) el esfuerzo y compromiso de los más de 18,000 colaboradores directos y todos los contratistas del Grupo con las metas de crecimiento, diversificación y rentabilidad del plan financiero, y con la estrategia al 2040 “Energía que transforma”, ii) la fortaleza, estabilidad y confiabilidad de nuestros diversos segmentos de la operación, iii) la sólida estrategia comercial, permitiendo capturar beneficios aún en condiciones adversas de mercado, iv) la obtención de eficiencias acumuladas por más de COP 1 billón que nos han permitido mitigar las presiones inflacionarias, observadas a lo largo de todas las industrias a nivel global y v) la estricta disciplina en el manejo del capital de la Compañía.

En el pilar de **Retornos Competitivos**, en el segundo trimestre del año se registraron ingresos consolidados por COP 43.9 billones, una utilidad neta de COP 10.5 billones, un EBITDA de COP 22.2 billones, y un margen EBITDA de 51%, constituyéndose en el más alto en la historia de la Compañía. En el acumulado del año, presentamos ingresos consolidados por COP 76.4 billones, una utilidad neta de COP 17.0 billones, un EBITDA de COP 38.1 billones, y un margen EBITDA de 50%. A cierre de junio, el indicador deuda bruta/EBITDA fue de 1.6x y el retorno sobre capital empleado (ROACE) fue de 17.1%. Gracias a la solidez financiera de la compañía, a principios de julio, S&P Ratings mantuvo su calificación internacional de largo plazo en BB+ con perspectiva estable.

El precio internacional del crudo (Brent promedio en 2T22 de 112 USD/BI) y el efecto tasa de cambio (TRM¹ promedio en 2T22 de 3,915 COP/USD), se integraron con los esfuerzos de la Compañía a nivel operacional, comercial y financiero. Lo anterior permitió alcanzar logros tales como mejores precios de realización de nuestra canasta de crudos (+39.8 USD/BI en 2T22 vs. 2T21), un aumento en el volumen de venta local de productos (+24.8% en 2T22 vs. 2T21) y el crecimiento en las exportaciones (+14.9% en 2T22 vs. 2T21) impulsadas, entre otras iniciativas, por la reciente entrada en operación de Ecopetrol Trading Asia. Resaltamos la consolidación de nuestra estrategia de compra nacional de crudos, la cual ha permitido diversificar las fuentes de suministro para la dieta de las

refinerías y mejorar los márgenes de refinación. Lo anterior se sumó a una serie de palancas activadas con el fin de anticiparse y contrarrestar las presiones inflacionarias y las restricciones en las cadenas de suministro a nivel global.

En línea con la protección de la posición de liquidez del Grupo y el foco en garantizar el plan de inversiones del año, durante el trimestre se logró el acuerdo con el Ministerio de Hacienda y Crédito Público (MHCP) para el pago y compensación de COP 14.1 billones adeudados del Fondo de Estabilización de Precios de Combustibles (FEPC) hasta 1T22. La acumulación de dicho subsidio durante el 2T22 ascendió a COP 10.6 billones, los cuales, en virtud de lo planteado en el Marco Fiscal de Mediano Plazo, serían parte de lo que se reconocería con excedentes fiscales durante la presente vigencia o con los recursos que el Congreso de la República apruebe en el Presupuesto del 2023 para tal fin.

En el pilar estratégico **Crecer con la Transición Energética**, quisiera resaltar varios hitos operativos:

En el frente de **exploración** se destaca la actividad concurrente de 2 taladros en el Piedemonte y 2 en el *offshore*, la recién anunciada confirmación de la presencia de gas en aguas profundas en el caribe colombiano con el pozo exploratorio Uchuva-1, el acuerdo alcanzado con Oxy de exploración conjunta en aguas profundas en el noreste del país y la adquisición de sísmica *onshore* en Colombia. Finalmente, vale la pena destacar que el 60% de los volúmenes de hidrocarburos identificados en la cartera exploratoria corresponden a gas, con lo cual se evidencia una total alineación entre la exploración de hidrocarburos y las metas de transición energética que se han propuesto tanto Ecopetrol como el país.

Del lado de **producción**, durante el 2T22 registramos un promedio de 704.6 kbped, 43.7 kbped más que en el 2T21, ubicándonos en el rango alto de la meta anunciada para 2022.

El **gas**, nuestro combustible de transición, continúa siendo protagonista en las actividades del Grupo Ecopetrol. Durante el 2T22 el aporte del gas a la producción consolidada fue del 20%. En aras de lograr una mayor efectividad en la capitalización de oportunidades en materia de gas y de su alineación con la estrategia al 2040, la Vicepresidencia de Gas se transformó en la Vicepresidencia de Soluciones de Bajas Emisiones la cual integrará las áreas de gas, biogás, GLP, energía, renovables, hidrógeno y CCUS (Captura, Uso y Almacenamiento de Carbono por sus siglas en inglés).

¹ Tasa Representativa del Mercado.

A lo anterior, se suman los buenos resultados operativos y financieros de nuestra operación en el **Permian**, que alcanzan máximos históricos superando los resultados obtenidos en todo 2021. La producción acumulada a junio fue de 26.8 kbped (neto para Ecopetrol antes de regalías), casi duplicando el aporte del 1S21. De otra parte, continuamos trabajando por reducir nuestra intensidad de emisiones por medio de la iniciativa de cero quemas rutinarias y la sustitución de ~36% del volumen de diésel empleado en actividades de completamiento por gas natural comprimido (CNG por sus siglas en inglés). Basados en los buenos resultados obtenidos hasta el momento, me complace anunciar que OXY y Ecopetrol han acordado optimizar la actividad en el área de Midland y expandir la asociación para cubrir alrededor de 21,000 acres en el área de Delaware, fortaleciendo así la presencia de Ecopetrol en el Permian. Este acuerdo nos permite acceder a una mayor participación sobre la producción (75%) al tiempo que difiere las obligaciones de *carry* al 2025. La actividad en Delaware iniciará en el 4T22 y su aporte a producción y reservas se verá reflejado en las metas fijadas para el 2023.

En el frente de **Yacimientos No Convencionales (YNC)** en Colombia, durante el 2T22 se cumplió con el plan de entorno y relacionamiento, consistente en diferentes encuentros, reuniones y conversatorios a nivel local y regional, como parte de las gestiones de Ecopetrol para facilitar y viabilizar los Proyectos Piloto de Investigación Integral (PPII) Kalé y Platero.

El segmento de **transporte**, por su parte, tuvo el resultado más sólido observado en los últimos dos años. El volumen transportado ascendió a los 1,077 kbd, creciendo el 11.8% versus el resultado de 2T21. Este resultado se explica por la mayor producción y capturas de barriles adicionales de terceros, así como un aumento en el transporte de productos refinados.

El segmento de **refinación** registró resultados operativos y financieros históricos en el trimestre, con una carga total de 365.1 kbd y un margen bruto integrado de 29 USD/BI (vs. 360.4 kbd y 9.5 USD/BI en 2T21 respectivamente). Esto fue producto de una alta disponibilidad operacional de las unidades, una activa optimización de inventarios, un esquema de paradas estratégico que permitió capturar los buenos márgenes observados en el mercado, y una exitosa estrategia comercial de productos y petroquímicos, en donde la maximización volumétrica y la incorporación de productos adicionales al portafolio fueron factores clave. Durante el primer semestre del año se ejecutó el 75% de las paradas planeadas para el 2022. Adicionalmente, se logró el completamiento mecánico de la Interconexión de las Plantas de Crudo de Cartagena (IPCC) en la refinería de Cartagena, cuyo comisionamiento y puesta en marcha se encuentra en progreso y se espera estabilizar su operación durante el 3T22. Con este proyecto esperamos capitalizar los

beneficios de una mayor capacidad de refinación llegando a valores de 420 – 430 kbd.

En cuanto a **ISA**, resaltamos que los resultados financieros trimestrales fueron positivos, con un crecimiento frente al segundo trimestre del año pasado del 14.5% en los ingresos operacionales y del 10.1% en el EBITDA total. ISA ganó uno de los proyectos más grandes de transmisión de energía subastados en Brasil en los últimos años a través de ISA CTEEP, consolidando cada vez más su liderazgo en este mercado. Durante este semestre, el aporte de la consolidación de ISA al Grupo Ecopetrol fue de COP 0.6 billones a la utilidad neta (neto de interés no controlante) y COP 4.2 billones al EBITDA.

En el pilar de **Generación de Valor con SosTECnibilidad** destacamos los siguientes hitos del 2T22:

En la **dimensión ambiental**, continuamos avanzando en la maduración e implementación de un ambicioso plan de energías renovables soportado en proyectos solares, eólicos y de geotermia en geografías donde el Grupo Ecopetrol tiene operaciones. En esta línea, se viene avanzando en la construcción de dos ecoparques solares adicionales que sumarían alrededor de 49 MW de capacidad instalada, los cuales aportarán a la meta de 400 MW a 2023. A cierre del 1S22, el Grupo Ecopetrol ha logrado la incorporación de 119 MW de energía renovable en su matriz de suministro, los cuales representan el 9% de la capacidad instalada (MW) del Grupo.

Durante el 2T22 se logró una reducción de 4,281 toneladas de CO_{2e} y ahorros operacionales de COP 2,610 millones por los Ecoparques solares de Castilla, San Fernando y Cenit en el 2T22.

Adicionalmente, anunciamos nuestro compromiso de contar con más de 200 vehículos sostenibles este año para la movilización de nuestros colaboradores. Estos vehículos reducirán la emisión de más de 500 toneladas de CO_{2e} al año, lo que equivale a la siembra de más de 16 mil árboles. En esta línea, hemos fijado una meta al 2025 consistente en que más de la mitad de los trabajadores utilicen medios de movilidad sostenible.

Durante el trimestre anunciamos nuestra incorporación como miembro directivo al Hydrogen Council (Consejo de Hidrógeno) para promover el uso de dicho recurso energético en el país, al tiempo que anunciamos el grupo de compañías aliadas para desarrollar nuestra hoja de ruta de hidrógeno. En esta línea, firmamos también un acuerdo con Toyota por tres años para realizar pruebas de movilidad utilizando hidrógeno verde, las cuales se pondrán en marcha en el 4T22.

En la **dimensión social**, destinamos recursos para proyectos e iniciativas del portafolio de desarrollo sostenible por un total de COP 154 mil millones acumulados al 1S22.

Destacamos los resultados obtenidos en la versión 2022 del ranking Merco Talento, el cual estableció que Ecopetrol es la empresa número 1 en capacidad de atraer y retener el talento en el país. Se destaca la presencia de Ecopetrol S.A. en el primer lugar, Reficar en el sexto, y Cenit en el octavo, del escalafón especializado en el sector de petróleo e hidrocarburos, así como la presencia de ISA en el segundo lugar del escalafón especializado en el sector de energía.

En el ámbito de seguridad industrial, se alcanzaron resultados históricos con un indicador TRIF de 0.30 accidentes por millón de horas laboradas al cierre del trimestre y 0.26 acumulado al cierre del 1S22, este último con una mejora del 57% con respecto al mismo periodo del año anterior. Resaltamos también un semestre intenso en trabajos de paradas de planta programadas para mantenimiento en las refinerías sin lesiones registrables, evidenciando las buenas prácticas de la compañía y su compromiso con la vida.

En el frente de **gobierno corporativo**, el 17 de junio celebramos la reunión extraordinaria de la Asamblea General de Accionistas, en donde se aprobó la modificación del plazo máximo de pago de dividendos a la Nación ampliando el plazo hasta el mes de octubre de 2022, y la distribución de un dividendo extraordinario de COP 168 por acción. Lo anterior, obedeciendo a una solicitud del MHCP en el marco del acuerdo del pago del saldo del FEPC. Dicho dividendo fue pagado a nuestros más de 250 mil accionistas minoritarios el 30 de junio de 2022.

Finalmente, sobre el pilar de **Conocimiento de Vanguardia**, la ciencia, la tecnología y la innovación (CT+i) adquieren un rol crucial en el despliegue de la Estrategia 2040, por lo que se creó la Vicepresidencia de Ciencia, Tecnología e Innovación (VTI), que integra la VDI (Vicepresidencia Digital), el ICP (Instituto Colombiano del Petróleo) y articula a los equipos responsables de la agenda CT+i en todos los segmentos de la cadena de valor del Grupo Ecopetrol

En el frente de **Ciencia, Tecnología e Innovación**, en alianza con Accenture, Claro y Microsoft, realizamos la primera prueba piloto 5G de uso industrial, en operaciones de mantenimiento en la refinería en Barrancabermeja con el uso de dispositivos seguros para Asistencia Remota en tiempo real, lo que permitió una reducción de tres días de mantenimiento, resultando en una optimización de actividad de más de USD 1 millón. Adicionalmente, se emprendió un plan de automatización y robotización de los laboratorios y plantas piloto de la VTI, el cual contó con la

participación de 13 compañías nacionales e internacionales.

Los colaboradores del Grupo Ecopetrol continuaremos trabajando enfocados en generar valor para nuestros diversos grupos de interés, aprovechando las oportunidades que se alineen con los pilares de nuestra estrategia al 2040, enfocada en una transición energética responsable, a través de avances organizados y decisivos en nuestro plan de descarbonización, en el marco de la seguridad energética de nuestro país y las regiones en las que operamos como Grupo.

Felipe Bayón
Presidente Ecopetrol S.A.

Bogotá, 3 de agosto de 2022. Ecopetrol S.A. (BVC: ECOPETROL; NYSE: EC) anunció hoy los resultados financieros del Grupo Ecopetrol para el segundo trimestre de 2022 y primer semestre de 2022, preparados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera aplicables en Colombia.

El Grupo Ecopetrol obtuvo en el primer semestre del 2022 un resultado financiero excepcional, al obtener un EBITDA de COP 38.1 billones y una Utilidad Neta de COP 17.0 billones la cual superó la cifra obtenida en los doce meses del 2021. Este desempeño estuvo apalancado en: i) un entorno de precios favorable y gran efectividad de la estrategia comercial en capturar los diferenciales de los productos, ii) un repunte en el volumen de producción y en las cargas transportadas por oleoductos y poliductos, iii) un mayor volumen de ventas, iv) unos márgenes de refinación históricos, y v) la gestión realizada para cubrir el déficit del FEPC con corte al 1T22. Todo lo anterior permitió mitigar las presiones inflacionarias y el incremento de la tasa nominal de tributación del 31% al 35% en Colombia.

Tabla 1: Resumen Financiero Estado de Resultados – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	2T 2022	2T 2021	Δ (\$)	Δ (%)	6M 2022	6M 2021	Δ (\$)	Δ (%)
Ventas totales	43,885	19,444	24,441	125.7%	76,358	36,650	39,708	108.3%
Depreciación y amortización	2,725	2,328	397	17.1%	5,305	4,566	739	16.2%
Costos variables	16,343	6,761	9,582	141.7%	28,408	12,999	15,409	118.5%
Costos fijos	4,010	2,342	1,668	71.2%	7,303	4,378	2,925	66.8%
Costo de ventas	23,078	11,431	11,647	101.9%	41,016	21,943	19,073	86.9%
Utilidad bruta	20,807	8,013	12,794	159.7%	35,342	14,707	20,635	140.3%
Gastos operacionales y exploratorios	2,199	1,457	742	50.9%	4,205	2,637	1,568	59.5%
Utilidad operacional	18,608	6,556	12,052	183.8%	31,137	12,070	19,067	158.0%
Ingresos (gastos) financieros, neto	(1,991)	(831)	(1,160)	139.6%	(3,514)	(1,484)	(2,030)	136.8%
Participación en resultados de compañías	237	62	175	282.3%	439	115	324	281.7%
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	16,854	5,787	11,067	191.2%	28,062	10,701	17,361	162.2%
Provisión impuesto a las ganancias	(5,309)	(1,768)	(3,541)	200.3%	(9,193)	(3,304)	(5,889)	178.2%
Utilidad neta consolidada	11,545	4,019	7,526	187.3%	18,869	7,397	11,472	155.1%
Interés no controlante	(1,075)	(295)	(780)	264.4%	(1,826)	(587)	(1,239)	211.1%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	10,470	3,724	6,746	181.1%	17,043	6,810	10,233	150.3%
EBITDA	22,211	9,428	12,783	135.6%	38,106	17,615	20,491	116.3%
Margen EBITDA	50.6%	48.5%	-	2.1%	49.9%	48.1%	-	1.8%

Las cifras incluidas en este reporte no son auditadas y se encuentran expresadas en miles de millones de pesos colombianos (COP), o dólares estadounidenses (USD), o miles de barriles de petróleo equivalentes por día (kbped) o toneladas, y así se indica cuando corresponde. Para efectos de presentación, ciertas cifras de este informe fueron redondeadas al decimal más cercano.

Declaraciones de proyección futura: Este comunicado puede contener declaraciones de proyección futura relacionadas con las perspectivas del negocio, estimados para los resultados operativos y financieros, y de crecimiento de Ecopetrol. Se trata de proyecciones y, como tal, están basadas únicamente en las expectativas de la dirección con relación al futuro de la empresa y su continuo acceso a capital para financiar el plan de negocios de la Compañía. Dichas declaraciones a futuro dependen, básicamente, de cambios en las condiciones de mercado, regulaciones de gobierno, presiones de la competencia, el desempeño de la economía colombiana y la industria, entre otros factores; por lo tanto, están sujetas a cambios sin aviso previo.

I. Resultados Financieros y Operativos

Ingresos por Ventas

Los ingresos por ventas acumulados en el 1S22 presentaron un aumento de 108.3% o de COP +39.7 billones versus el 1S21, totalizando COP 76.4 billones como resultado de:

- a) Mayor precio promedio ponderado de venta de crudos, gas y productos de +38.8 USD/BI (COP +24.4 billones), principalmente por los mayores precios internacionales de referencia y el fortalecimiento de los diferenciales versus el Brent de gasolinas, destilados medios y jet, que se encuentran en cifras récord.
- b) Mayores ingresos de servicios (COP +6.1 billones), derivados principalmente de la consolidación de los resultados de ISA.
- c) Mayor volumen de ventas (COP +4.6 billones, +108.4 kbped), por el crecimiento de la demanda nacional de productos combustibles y gas, y el incremento en la producción. Lo anterior, fue compensado parcialmente con una menor exportación de destilados medios, dados los mantenimientos programados en las refinerías.
- d) Efecto cambiario positivo en los ingresos (COP +4.6 billones), por mayor tasa de cambio promedio.

Los ingresos aumentaron 125.7% en el 2T22 versus 2T21, equivalentes a un crecimiento de COP +24.4 billones totalizando COP 43.9 billones como resultado de:

- a) Mayor precio promedio ponderado de venta de crudos, productos y gas natural de +44.7 USD/BI (COP +14.7 billones), por los factores mencionados anteriormente.
- b) Mayor volumen de ventas (COP +3.8 billones, +160.9 kbped), por fortalecimiento de la demanda de combustibles y mayor producción de crudos y gas.
- c) Ingresos correspondientes a la filial ISA por COP +3.4 billones.
- d) Aumento en la tasa de cambio promedio, impactando positivamente los ingresos (COP +2.5 billones).

Tabla 2: Ventas Volumétricas – Grupo Ecopetrol

Volumen de Venta Local - kbped	2T 2022	2T 2021	Δ (%)	6M 2022	6M 2021	Δ (%)
Destilados Medios	175.8	127.0	38.4%	170.2	132.4	28.5%
Gasolinas	150.5	121.6	23.8%	150.2	123.0	22.1%
Gas Natural	98.3	85.9	14.4%	97.5	89.1	9.4%
Industriales y Petroquímicos	23.8	20.0	19.0%	23.3	22.3	4.5%
GLP y Propano	17.7	18.4	(3.8%)	18.2	18.9	(3.7%)
Crudo	2.4	2.3	4.3%	2.2	2.4	(8.3%)
Combustóleo	0.1	0.3	(66.7%)	0.0	0.5	(100.0%)
Total Volúmenes Locales	468.6	375.5	24.8%	461.6	388.6	18.8%
Volumen de Exportación - kbped	2T 2022	2T 2021	Δ (%)	6M 2022	6M 2021	Δ (%)
Crudo	414.4	343.1	20.8%	405.5	350.7	15.6%
Productos	103.5	108.6	(4.7%)	81.0	101.9	(20.5%)
Gas Natural*	4.9	3.3	48.5%	4.5	3.0	50.0%
Total Volúmenes de Exportación	522.8	455.0	14.9%	491.0	455.6	7.8%
Total Volúmenes Vendidos	991.4	830.5	19.4%	952.6	844.2	12.8%

* Las exportaciones de gas natural corresponden a ventas locales de Ecopetrol América LLC y Ecopetrol Permian LLC.

El total de volumen vendido durante el trimestre ascendió a 991.4 kbped, registrando un aumento de 19.4% vs el volumen vendido en el mismo trimestre del año anterior, como resultado tanto de un incremento en el volumen de venta local, principalmente en gasolinas y destilados medios, como de un incremento en las exportaciones.

Las ventas en Colombia, que representan cerca del 47% del total, registraron un crecimiento de 24.8% o 93.1 kbped versus el 2T21, debido principalmente a :

- Incremento de las ventas de diésel (+33.7 kbpd) , gasolina (+28.9 kbpd) y Jet (+15.1 kbpd) , explicado principalmente por el fortalecimiento de la demanda de combustibles en el mercado nacional dada la mayor actividad económica y la eliminación de las restricciones previamente impuestas por efecto COVID-19.
- Mayores ventas de gas natural (+12.4 kbpd) apalancado principalmente por un fuerte crecimiento de la demanda nacional.

Las ventas internacionales, que representan el 53% del total, evidenciaron un aumento de 14.9% o 67.8 kbpd versus el 2T21, debido al efecto de :

- Mayores exportaciones de crudo (+71.3 kbpd) por mayor producción y menores cargas en refinerías.
- Menores exportaciones de productos (-5.1 kbpd) por menor volumen de exportación de diésel dado el mayor requerimiento para venta local y la menor oferta desde las refinerías.
- Comercialización de Ecopetrol Trading Asia (ECPTA) por 99.2 kbpd durante el 2T22, la cual inició operaciones en abril de 2022, y un mayor aporte de Permian (+5.3 kbpd) . La sumatoria de lo anterior ayudó a compensar menores entregas de Ecopetrol reportadas en tránsito y una menor actividad en Ecopetrol America (1.4 kbpd) .

Tabla 3: Precios de Realización de las Canastas – Grupo Ecopetrol

USD/BI	2T 2022	2T 2021	Δ (%)	6M 2022	6M 2021	Δ (%)
Brent	112.0	69.1	62.1%	104.9	65.2	60.9%
Canasta de Venta de Gas	27.5	24.8	10.9%	27.3	24.6	11.0%
Canasta de Venta de Crudo	105.2	65.3	61.1%	97.0	61.5	57.7%
Canasta de Venta de Productos	135.3	77.4	74.8%	122.8	72.6	69.1%

Crudos: En 2T22 vs. 2T21, se observó un fortalecimiento de 39.9 USD/BI en los precios de la canasta de crudo, pasando de 65.3 USD/BI a 105.2 USD/BI , como resultado del incremento del precio promedio del Brent y soportado en una gestión comercial de diversificación de clientes y destinos que mitigó el efecto de un mercado más competido ante una mayor presencia de crudos rusos e iraníes comercializados con amplios descuentos. En abril inició operaciones comerciales la filial en Singapur, Ecopetrol Trading Asia, a través de la cual se realizaron negociaciones de ventas por 9.0 millones de barriles con destino Asia.

Productos Refinados: En 2T22 vs. 2T21 la canasta de venta de productos se fortaleció en 57.9 USD/BI, pasando de 77.4 USD/BI a 135.3 USD/BI , como resultado de la recuperación de los indicadores internacionales, de la mayor demanda global para gasolina y diésel, y el bajo nivel de inventarios a nivel internacional.

Gas Natural: En 2T22 vs. 2T21, el precio de las ventas de gas aumentó 2.7 USD/BI , debido a la indexación de contratos nacionales con el IPP (Índice de Precios del Productor) de EE.UU. a partir de diciembre de 2021 y al comportamiento de los indicadores del mercado de gas en EE.UU. para las ventas internacionales.

Programa de Coberturas : Durante el 2T22 se ejecutaron 6 estrategias de cobertura táctica para Ecopetrol, con un volumen cubierto de 7.10 millones de barriles, el cual estuvo conformado por: i) 4.70 millones de barriles de exportaciones de crudo, ii) 1.25 millones de barriles de importaciones de crudo, y iii) 1.18 millones de barriles de transporte marítimo asociado a exportaciones de crudo. Las coberturas tácticas hacen parte de la estrategia comercial de *Asset Backed Trading* (ABT) maximizando el valor de los productos a través del uso óptimo de activos y la gestión proactiva del riesgo de precio.

Costo de Ventas

El costo de ventas presentó un aumento de 86.9% equivalente a COP +19.0 billones en 1S22 versus 1S21 y de 101.9% equivalente a COP +11.6 billones en 1T22 versus 1T21. A continuación, los hechos más relevantes de los componentes del costo:

Costos Variables:

Los costos variables acumulados en el 1S22 presentaron un aumento de 118.5% o de COP +15.4 billones versus 1S21, como resultado combinado de:

- Aumento en las compras de crudo, gas y productos (COP +16.0 billones), por: i) mayor precio promedio ponderado de compras nacionales e importaciones +43.8 USD/BI (COP +10.5 billones), ii) mayor volumen comprado (COP +3.4 billones, +72.8 kbped), principalmente por mayores requerimientos de importación de combustible para atender la reactivación económica en el mercado local y la salida a mantenimientos de las refinerías, y iii) incremento de la tasa de cambio promedio en las compras (COP +2.1 billones).
- Incremento en otros costos variables (COP +0.7 billones), por una mayor actividad operacional, incremento en las tarifas y efecto cambiario en los costos por mayor tasa de cambio promedio.
- Fluctuación de inventarios (COP -1.3 billones), principalmente por valoración del precio de los crudos y productos comprados dada recuperación de los precios internacionales de referencia.

Los costos variables presentaron un aumento de 141.7% equivalente a COP +9.5 billones en el 2T22 frente al 2T21, explicado por: i) aumento en las compras de crudo, gas y productos (COP +9.1 billones), dado mayor precio promedio ponderado de compras +50.4 USD/BI, mayor volumen comprado de +82.9 kbped e incremento de la tasa de cambio promedio y ii) aumento de otros costos variables (COP +0.4 billones), en ambos casos por los factores del semestre ya mencionados.

Costos Fijos: Aumento de 66,8% o de COP +2.9 billones en 1S22 versus el 1S21 y de 71.2% equivalente a COP +1.7 billones en 2T22 frente al 2T21, por: i) consolidación de los costos fijos de ISA, ii) mayores costos de la actividad operacional por mayor ejecución de actividades por reactivación económica, incremento de tarifas en contratos y efecto cambiario dada mayor tasa de cambio promedio y iii) mayor costo laboral, principalmente asociado al incremento salarial frente al año anterior, entre otros.

Depreciación y Amortización: Aumento de 16.2% equivalente a COP +0.7 billones en 1S22 frente al 1S21 y de 17.1% equivalente a COP +0.4 billones en 2T22 frente al 2T21, como consecuencia de: i) la consolidación de los resultados de ISA, ii) un mayor nivel de inversión de capital, iii) incremento en la producción de Permian y Ecopetrol y, iv) efecto cambiario en la depreciación de filiales del Grupo con moneda funcional dólar, dada la devaluación del peso frente al dólar. Lo anterior, fue compensado parcialmente con mayor incorporación de reservas en el año anterior que se traduce en una menor tasa de depreciación.

Gastos Operativos, neto de otros ingresos

Los gastos operativos, neto de otros ingresos presentaron un aumento de 59.5% equivalente a COP +1.6 billones en 1S22 frente al 1S21 y de 50.9% equivalente a COP +0.7 billones en 2T22 frente al 2T21, explicados principalmente por:

- Mayores gastos operacionales asociados a la incorporación de resultados de ISA.
- Aumento en gastos exploratorios, por mayor reconocimiento de la actividad exploratoria de pozos no exitosos.
- Baja de activos asociados a la salida del proyecto Rydberg en Ecopetrol América luego del análisis de viabilidad técnica y económica en 1T22.
- Incremento en gastos de operación aduanera principalmente por el mayor número de ventas bajo modalidad DAP (Delivery at Place).
- Mayores gastos asociados a convenios y proyectos de inversión social.

Resultado Financiero (No Operacional)

El gasto financiero (no operacional) aumentó 136.8% equivalente a COP +2.0 billones en 1S22 frente al 1S21 y 139.6% equivalente a COP +1.2 billones en 2T22 frente al 2T21, como resultado de:

- Incorporación del resultado financiero neto de ISA, que incluye: intereses, diferencia en cambio, rendimientos financieros y otros.
- Incremento en el costo financiero, principalmente por deuda adquirida en el 2S21 para financiar la compra de ISA.
- Aumento en el gasto por diferencia en cambio, dada la mayor posición neta pasiva en USD del Grupo Ecopetrol y la devaluación del COP frente al USD.

La **Tasa Efectiva de Tributación** para el 1S22 se ubicó en 32.8% frente al 30.9% del 1S21, mientras que la tasa efectiva de tributación del 2T22 fue de 31.5% versus el 30.5% del 2T21. La variación en ambos periodos se deriva de una mayor tasa nominal de tributación, compensada parcialmente con mejores resultados en compañías filiales con régimen de tributación especial, como es el caso de la Refinería de Cartagena y Compañías en Estados Unidos.

Flujo de Caja y Deuda

Tabla 4: Posición de Caja – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	2T 2022	2T 2021	6M 2022	6M 2021
Efectivo y equivalentes inicial	13,999	6,688	14,550	5,082
(+) Flujo de la operación	6,154	3,314	9,940	6,247
(-) CAPEX	(4,586)	(2,751)	(7,941)	(5,188)
(+/-) Movimiento de portafolio de inversiones	771	(6)	1,170	1,706
(+) Otras actividades de inversión	352	128	530	161
(+/-) Adquisición, pagos de capital e intereses de deuda	(1,701)	(1,434)	(2,975)	(2,044)
(-) Pagos de dividendos	(5,692)	(982)	(5,965)	(1,151)
(+/-) Diferencia en cambio (impacto de efectivo)	814	65	802	209
(+/-) Otras actividades de financiación	(7)	0	(7)	0
Efectivo y equivalentes final	10,104	5,022	10,104	5,022
Portafolio de inversiones	1,887	1,386	1,887	1,386
Caja total	11,991	6,408	11,991	6,408

Flujo de Caja:

Al cierre del 2T22, el Grupo Ecopetrol cerró con una caja de aproximadamente COP 12.0 billones (34% COP y 66% USD). En el 2T22, el principal movimiento de generación en la liquidez del Grupo fue el flujo proveniente de la operación por COP +6.2 billones, asociado al desempeño operativo de todos los segmentos de negocio y a la gestión realizada por la Compañía con el MHCP para saldar los saldos de la cuenta por cobrar al FEPC a cierre de 1T22. Lo anterior estuvo parcialmente mitigado por la acumulación de la cuenta del FEPC durante el 2T22 con ocasión del diferencial que continúa existiendo entre los precios internacionales y los locales de gasolina y diésel.

Las principales salidas de efectivo para el 2T22 fueron en CAPEX por COP -4.6 billones² y pago de dividendos por COP -5.7 billones. Respecto a los dividendos se realizaron los siguientes pagos que implicaron salida de recursos:

- 100% de los dividendos a los accionistas minoritarios por COP -1.3 billones sobre resultados del 2021 y pago de la distribución de la reserva ocasional por COP -0.8 billones.
- Primera y segunda cuota a la Nación por COP -3.2 billones sobre resultados del 2021.
- Pago de dividendos de Filiales a accionistas no controlantes por COP -0.4 billones.

² La diferencia de tiempos entre los compromisos de recursos de CAPEX y el desembolso de caja para el pago de los mismos, es de aproximadamente 2 meses.

En virtud de los documentos CONPES 4074 y 4093 del 2022 y la Resolución 1596 del 23 de junio de 2022, se realizó compensación sin giro de recursos de las obligaciones liquidadas del FEPC con dividendos a favor de la Nación por COP -6.8 billones (COP -0.7 billones de las utilidades generadas en el 2021 y COP -6.1 billones de la liberación de la reserva ocasional).

Deuda:

Al cierre del 2T22, el saldo de la deuda en balance es de COP 98.8 billones, equivalentes a USD 23,788 millones, +COP 7.1 billones (o +USD 1,717 millones) frente al cierre del 1T22. Dicho incremento se da mayoritariamente por efecto de la devaluación del peso frente al dólar presentada en el 2T22 sobre la deuda en USD (la TRM de cierre de 2T22 fue de 4,151 COP/USD y la TRM de cierre de 1T22 fue de 3,756 COP/USD). Durante el trimestre se realizó la contratación de un crédito de tesorería con la banca internacional por USD 160 millones para atender vencimientos de deuda, con el fin de limitar la exposición a tasas de mercado elevadas.

Como resultado del fortalecimiento del EBITDA del Grupo Ecopetrol, el indicador Deuda Bruta/EBITDA al 2T22 cerró en 1.6 veces vs 1.8 veces al cierre del 1T22 y 2T21.

Patrimonio

El Patrimonio total del Grupo Ecopetrol al cierre del 2T22 fue de COP 94.7 billones. El patrimonio atribuible a los accionistas al cierre del 2T22 fue de COP 70.6 billones, con un incremento de COP 4.1 billones frente al 1T22 como resultado del efecto neto entre las utilidades generadas en el 2T22 y la distribución a título de dividendo de una parte de la reserva ocasional autorizada en la Asamblea Extraordinaria de Accionistas celebrada en junio del 2022. Para más información de dicha distribución de reserva ocasional, consultar la sección de Gobierno Corporativo del presente Reporte.

Eficiencias

La estrategia de eficiencias del 2022 tiene como propósito aportar al Grupo Empresarial mejoras a las operaciones, inversiones y estrategias comerciales que permitan mitigar los efectos que la situación de los mercados internacionales y el conflicto Rusia-Ucrania vienen teniendo sobre la estructura de costos de nuestras operaciones e inversiones, así como, sobre la complejidad de las estrategias comerciales.

Es así como al cierre del 1S del 2022, el Grupo Empresarial incorporó eficiencias acumuladas que alcanzan un valor de COP 1.03 billones, cuyas principales acciones se resumen a continuación:

1. Acciones enfocadas a mitigar los impactos que puedan afectar el margen EBITDA del grupo, las cuales han alcanzado un valor de COP 915.8 mil millones, enfocadas en:
 - Estrategias de mejoras de márgenes e ingresos desplegadas por el área comercial, operaciones de refinación y petroquímica concentradas en las refinerías de Barrancabermeja, Cartagena y en Esenttia, ingresos en las ventas de excedentes de energía, entre otras acciones, cuyas eficiencias acumuladas al 1S del 2022 han sido de COP 515.1 mil millones.
 - Estrategias identificadas e implementadas por el negocio de producción, enfocadas en optimizar el costo de levantamiento, las cuales han aportado COP 183.5 mil millones al cierre del 2T22.
 - Estrategia de dilución y evacuación de crudos pesados y extrapesados, producto de la optimización del factor de dilución, el cual pasó de 13.5% a 12.5%, como resultado del inicio de la estrategia de codilución con GLP, que ha representado eficiencias por COP 180.3 mil millones.
 - Estrategias de mejora operativa implementadas en las empresas del Midstream, cuyas eficiencias a este periodo se ubican en COP 26.1 mil millones.
 - Iniciativas desplegadas por las áreas corporativas y de soporte, cuya contribución al resultado es de COP 25.9 mil millones.
2. Eficiencias en CAPEX por COP 118.7 mil millones.

Las estrategias desplegadas en nuestras inversiones, las cuales se han concentrado en la mejora del desempeño operativo y técnico de nuestros proyectos de inversión, gracias a:

- La mejora continua en la perforación y completamiento de pozos que ha contribuido con eficiencias de COP 54 mil millones. En este sentido, el costo del pie perforado se ha mejorado en 16 USD por pie perforado (233 USD/ft en 1S22 vs 249 USD/ft en 1S21), mientras que el costo de completamiento experimentó una mejora de 8 KUSD por pozo, al pasar de 402 KUSD/Pozo en el 1S21 a 394 KUSD/Pozo en el 1S22.
- Las estrategias de aprovechamiento de inventarios de materiales de otros proyectos, las cuales han protegido la caja del grupo en COP 18 mil millones.
- Las estrategias desplegadas por las empresas del Midstream enfocadas en la optimización de los proyectos de mantenimiento de ductos, las cuales han aportado COP 17 mil millones
- Las estrategias de construcción *lean*, mejora de diseño y otras estrategias en construcción de facilidades que aportan COP 30 mil millones.

Inversiones

Tabla 5: Inversiones por Negocio – Grupo Ecopetrol

Millones (USD)	Ecopetrol S.A.	Filiales y Subsidiarias	Total 6M 2022	% Participación
Producción	891	438	1,329	73.3%
Refinación, Petroquímica y Biocombustibles	70	117	187	10.3%
Exploración	108	40	148	8.2%
Transporte*	0	106	106	5.8%
Corporativo**	43	0	43	2.4%
Total sin ISA	1,112	701	1,813	100.0%
Transmisión de Energía	0	365	365	87.9%
Vías	0	39	39	9.4%
Telecomunicaciones	0	11	11	2.7%
Total ISA	0	416	416	100.0%
Total	1,112	1,117	2,229	-

* Incluye el monto total de inversiones de cada una de las Compañías del Grupo Ecopetrol (Participación Ecopetrol S.A. e interés no controlante).

** Incluye inversión en proyectos de transición energética.

Al cierre del 2T22 las inversiones orgánicas del Grupo Ecopetrol, ascendieron a USD 2,229 millones, donde el capex del negocio de petróleo y gas fue de USD 1,813 millones, y las inversiones de ISA ascendieron a USD 416 millones. Para el 2022 se mantiene una expectativa de inversiones entre USD 4,800 y 5,800 millones en línea con el Plan.

Del total de inversiones del negocio de petróleo y gas, el 77% se llevó a cabo en Colombia, y el restante 23% en EE.UU. y Brasil principalmente. En el caso de ISA, Brasil y Colombia concentraron el 40% y 24% del total de inversiones respectivamente, y el restante 36% correspondió a inversiones en Chile y Perú principalmente. En suma, las inversiones realizadas por el Grupo Ecopetrol en Colombia ascendieron a USD 1,493 millones (67% del total), mientras que las realizadas en el resto del continente fueron de USD 736 millones, principalmente concentradas en Brasil y EE.UU.

Las inversiones enfocadas en el crecimiento de la cadena de gas representaron el 10% de las inversiones ejecutadas en el semestre, por un total de USD 229 millones, y se vieron principalmente impactadas por demoras en licenciamiento ambiental y temas de entorno. Se destacan las inversiones en:

- Activos del piedemonte (Floreña, Cusiana y Cupiagua-Recetor) con actividades de perforación de pozos de desarrollo e inversiones de continuidad operativa.
- Actividades exploratorias con la perforación de los pozos Gorgon-2, Uchuva-1 (bloque Tayrona) y Cupiagua XD-45.
- Actividades en Permian con la perforación de 50 pozos de desarrollo.

A continuación, se detalla el destino de las principales inversiones realizadas al cierre del trimestre:

Exploración y Producción: Este segmento representó el 66% de las inversiones orgánicas del Grupo Ecopetrol con USD 1,478 millones, recursos destinados principalmente a la perforación y completamiento de 268 pozos de desarrollo y la realización de 249 *workovers*, actividades concentradas en los campos de Rubiales, Caño Sur, Castilla, Chichimene y Casabe. Además, fueron perforados 9 pozos exploratorios, todos en Colombia.

Transporte: La inversión estuvo principalmente enfocada en actividades de continuidad operativa, permitiendo mantener la integridad y confiabilidad de los diferentes sistemas de oleoductos y poliductos de CENIT y sus filiales.

Refinación: Las actividades se enfocaron en la continuidad operativa y la ejecución de los mantenimientos mayores en las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena, con el objetivo de mantener la eficiencia, confiabilidad e integridad de la operación, así como el desarrollo de actividades de completamiento mecánico del proyecto de Interconexión Plantas de Crudo de Cartagena (IPCC).

SosTECnibilidad: Durante el segundo trimestre se realizaron inversiones por USD 88 millones en los proyectos asociados a temas de sosTECnibilidad. Se ejecutaron inversiones en proyectos de manejo, tratamiento y aprovechamiento de agua principalmente en las operaciones de los activos de las cuencas del Llanos Orientales, Piedemonte y Valle Superior del Magdalena. Se continúa avanzando en: i) la maduración y ejecución de los proyectos de descarbonización y eficiencia energética que tienen como objetivo la reducción de emisiones de CO₂, ii) inversiones en proyectos de energías renovables tales como los Ecoparques solares La Cira, Quifa y Moriche, y iii) el aprovechamiento en el uso del gas reduciendo las quemas y venteos rutinarios. Así mismo, se desarrollaron inversiones en estudios y maduración de proyectos para la producción de hidrógeno en las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena.

ISA:

- **Transmisión:** Durante el trimestre se ejecutaron inversiones por USD 190.2 millones. En Colombia se avanzó principalmente en las UPMES³ Sabanalarga, Cerromatoso, Copey Cuestecitas y Sogamoso-La Loma. En Perú, en los proyectos de Coya-Yana y Chíncha-Nazca en CTM. En cuanto a Brasil, se avanzó en el plan de refuerzos y mejoras; la instalación del banco de baterías e inversiones en IEMG, Evrecy, IEltaunas e IEBiguacu. Por último, en Interchile la inversión se enfocó en la ampliación de algunas subestaciones. Para el acumulado del primer semestre de 2022 las inversiones ascendieron a USD 365.1 millones.
- **Vías:** Durante el trimestre se ejecutaron inversiones por USD 21.2 millones destinadas a Obras Seguridad Normativa en las 4 concesiones en operación en Chile, en el Tramo III y Obras de Par Vial en Ruta del Maipo. Estos proyectos implicarán ~52 Km de mejoramiento de las vías existentes, así como obras de seguridad y de servicio a lo largo de todas las rutas. Adicionalmente, se avanzó en la Construcción de Rutas del Loa. Para el acumulado del primer semestre de 2022 las inversiones ascendieron a USD 39.2 millones.
- **Telecomunicaciones:** Las inversiones ejecutadas durante el 2T22 corresponden a los proyectos de conectividad que acompañan la dinámica del negocio y permiten mantener el producto disponible para la consecución de los ingresos por servicios prestados, como la escalabilidad de la red de transporte e inversiones requeridas para habilitar los servicios para los clientes. En el trimestre se ejecutaron USD 5.2 millones, mientras para el acumulado del año, ascendieron a USD 11.3 millones.

II. Resultados por Segmento de Negocio

1. EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

³ Unidad de Planeación Minero-Energética

Exploración

Durante el segundo trimestre Ecopetrol y sus socios finalizaron la perforación de cuatro pozos exploratorios: i) Chinchorro-1G operado 100% por Hocol (declarado seco) , ii) Boranda Norte-1 operado por Parex (declarado seco) , iii) Tejón-1 operado por Ecopetrol (en evaluación) y iv) Morito-1 operado por Ecopetrol (en evaluación) . Al cierre del primer semestre del año se han perforado un total de nueve pozos donde Ecopetrol participó con operación directa o con socios.

Continuando con la campaña exploratoria, al cierre del trimestre se encontraban en perforación los siguientes pozos: Cupiagua XD 45 ubicado en el Piedemonte, los pozos Gorgón-2 y Uchuva-1 en el offshore del Caribe Colombiano y Starman-1 en el Golfo de México en Estados Unidos .

Cabe destacar que durante el mes de julio los pozos Gorgon-2 y Uchuva-1 ubicados costa afuera en el caribe colombiano terminaron su perforación. El pozo Gorgón-2 operado por Shell y donde Ecopetrol tiene el 50% de participación, se encuentra en evaluación. Por su parte el pozo Uchuva-1 encontró gas natural en aguas profundas en Colombia, a 32 km de la costa y a 76 km de la ciudad de Santa Marta, con una columna de agua de aproximadamente 864 metros. Este pozo es operado por Petrobras donde Ecopetrol tiene el 55.6% de participación .

Esta actividad está alineada con el pilar estratégico de maximizar el valor del portafolio, con foco en exploración de activos de aguas profundas y ultra profundas, aumentando las perspectivas de desarrollo de exploración y futura producción en el Caribe colombiano.

La producción acumulada de los activos exploratorios al cierre del primer semestre del año alcanzó 489.5 kbpe (2,720 bped) la cual proviene de las pruebas extensas de los pozos Liria YW12, Ibamaca-1, Arrecife-1 ST, Arrecife-3, Flamencos-2, Lorito -1 y El Niño-2. El 40% de la producción corresponde a petróleo y el 60% a gas .

En el mes de mayo, Ecopetrol y Anadarko Colombia Company, subsidiaria de Oxy, suscribieron un acuerdo de exploración conjunta en los Bloques COL 1, COL 2, COL 6 y COL 7, localizados en aguas profundas en el noreste del Caribe colombiano, con el objetivo de emprender la búsqueda de hidrocarburos en una zona con un potencial atractivo. Ecopetrol tendrá una participación del 40% de los derechos de exploración y producción y Anadarko el 60% restante como operador de los bloques. El acuerdo ya fue oficializado ante la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) .

En el 2022 hemos reactivado la adquisición sísmica onshore en Colombia con los programas Flamencos 3D y SSJN1 2D en los cuales se estima iniciar fase de registro en el segundo semestre del año. El primero, Flamencos 3D, está ubicado en el Valle Medio del Magdalena; y el segundo, SSJN1 está ubicado en el Caribe Norte operado por la filial Hocol. El plan es registrar alrededor de 700 km equivalentes de información sísmica con ambos programas.

La compañía tiene a su disposición cerca de 265 oportunidades exploratorias, en las que se incluyen 17 descubrimientos en proceso de evaluación y/o delimitación y 116 prospectos que en un plazo de dos a cuatro años se probarían con pozos exploratorios para determinar las potenciales acumulaciones .

Estas oportunidades se concentran en aproximadamente 6 millones de hectáreas de área exploratoria, distribuidas en cuencas de alto interés estratégico en Colombia, Brasil y Estados Unidos (Golfo de México). El 90% del área mencionada se encuentra localizada en Colombia, mientras que el 10% restante actúa como un eje de diversificación del riesgo con socios estratégicos en otros países. Los recursos asociados al portafolio exploratorio se estiman en alrededor de 13 mil millones de barriles de hidrocarburos (potencial) que, en su mayoría (alrededor de un 60%), corresponden a gas, en línea con la estrategia de transición energética de la compañía orientada a aumentar la participación de hidrocarburos de bajas emisiones.

Producción

Tabla 6: Producción Bruta – Grupo Ecopetrol

Producción - kbped	2T 2022	2T 2021	Δ (%)	6M 2022	6M 2021	Δ (%)
Crudo	494.8	473.3	4.5%	491.3	479.7	2.4%
Gas Natural	135.3	117.7	15.0%	133.9	124.0	8.0%
Total Ecopetrol S.A.	630.2	591.0	6.6%	625.2	603.7	3.6%
Crudo	16.9	18.1	(6.6%)	16.5	19.2	(14.1%)
Gas Natural	20.4	18.8	8.5%	20.2	19.0	6.3%
Total Hocol	37.3	36.9	1.1%	36.7	38.2	(3.9%)
Crudo	0.0	0.0	-	0.0	0.3	(100.0%)
Gas Natural	0.0	0.0	-	0.0	0.1	(100.0%)
Total Savia	0.0	0.0	-	0.0	0.4	(100.0%)
Crudo	8.8	10.1	(12.9%)	8.5	10.5	(19.0%)
Gas Natural	1.3	1.8	(27.8%)	1.2	1.8	(33.3%)
Total Ecopetrol America	10.1	11.9	(15.1%)	9.7	12.3	(21.1%)
Crudo	16.6	16.4	1.2%	16.9	10.3	64.1%
Gas Natural	10.4	4.8	116.7%	9.9	3.5	182.9%
Total Ecopetrol Permian	27.0	21.2	27.4%	26.8	13.8	94.2%
Crudo	537.1	517.8	3.7%	533.1	520.1	2.5%
Gas Natural	167.5	143.1	17.1%	165.3	148.3	11.5%
Total Grupo Ecopetrol	704.6	660.9	6.6%	698.4	668.4	4.5%

Notas: La producción bruta incluye regalías y está prorrateada por la participación de Ecopetrol en cada Compañía. Gas Natural incluye Gas y Blancos.

La producción del Grupo Ecopetrol para el 2T22 fue de 704.6 kbped , ubicándose en el rango alto de la meta del plan 2022 con un incremento de 43.7 kbped frente al 2T21, de los cuales Ecopetrol S.A. aportó 630.2 kbped y las filiales 74.4 kbped . En 2T22 el aporte del gas natural fue de 167.5 kbped compuesto por gas con una participación del 20.1% (141.3 kbped, +15.7% vs 2T21) y de productos blancos con una producción del 3.7% (26.2 kbped, +24.8% vs 2T21) .

Respecto al 1T22, la producción incrementó en 12.5 kbped principalmente por: i) restablecimiento de la normalidad operativa en los campos Yariguí, Capachos, La Cira, Caño Limón y CPI Suroriente posterior a bloqueos registrados durante los primeros meses de año; ii) mejor desempeño de los campos: Rubiales, Chichimene, Akacias, Quifa, y Nare, (iii) recuperación de las ventas de gas posterior al mantenimiento de Cupiagua realizado en el 1T22; (iv) mayores ventas de gas de Guajira y (v) aporte de producción de pozos exploratorios como Ibamaca y Arrecife en Hocol.

Comparado con el 1S21, la producción aumentó 30 kbped en el 1S22 debido principalmente al restablecimiento del orden público y al levantamiento de la restricción operativa en Castilla relacionada con el manejo del agua.

Como aspectos a destacar, se puso en marcha el plan para mejorar el time to market en las facilidades de Caño Sur durante el mes de abril, permitiendo tener una entrada temprana y de forma escalonada del primer tren de facilidades de tratamiento de fluido (EP1), el cual permitiría crecer la producción entre 7 y 10 kbped a diciembre del 2022.

En términos de perforación, a cierre del 2T22 el Grupo Ecopetrol perforó y completó 268 pozos de desarrollo, 89 más que el mismo periodo del año anterior, con un promedio de ocupación de 26 equipos , en línea con el Plan 2022.

El programa de recobro continúa con el desarrollo de las tecnologías de recobro secundario y terciario que durante el 1S22 aportaron el 39% de la producción diaria total del Grupo Ecopetrol, (vs. 36% en 1S21) , destacándose el inicio del proyecto de recobro mejorado mediante inyección de agua en el campo Akacias.

Proyectos Piloto de Investigación Integral (PPII) en Yacimientos No Convencionales

Durante el 2T22 se cumplió con el plan de entorno y relacionamiento para viabilizar los PPII Kalé y Platero. Se realizaron encuentros, reuniones y conversatorios con diferentes actores clave a nivel local y regional, buscando mejorar la percepción sobre los Yacimientos No Convencionales (YNC).

En el marco del proceso de licenciamiento del PPII Kale, durante el mes de abril el Juzgado Primero de Barrancabermeja ordenó frenar los pilotos estableciendo el inicio de un proceso de consulta previa con la Corporación Afrocolombiana de Puerto Wilches - Afrowilches. Ante esta situación Ecopetrol impugnó la decisión, dando como resultado una favorable decisión por parte del Tribunal de Santander para continuar con los pilotos aduciendo que no procedía consulta previa. Por otra parte, la Dirección de la Autoridad Nacional de Consulta Previa canceló el proceso consultivo para el PPII Kalé el 2 de junio de 2022.

Con respecto al Proyecto Piloto de Investigación Integral- PPII Platero, a inicios de abril se llevó a cabo la reunión de información adicional y la atención de requerimientos. De igual modo, a través del Auto 01357 del 10 de marzo de 2022, la ANLA, a petición del ministro de Ambiente y Desarrollo Sostenible, ordenó la celebración de la Audiencia Pública Ambiental, en desarrollo del trámite administrativo de evaluación de Licencia Ambiental. Se está a la espera de la fecha de su realización.

Permian

En el 2T22 la operación conjunta de Ecopetrol y OXY en la cuenca Permian, en Texas, logró resultados excepcionales. Se destaca la perforación de 27 nuevos pozos (50 pozos en lo corrido del 2022), el completamiento de 26 pozos (47 en lo corrido del 2022) y la puesta en producción de 14 pozos acumulando un total de 45 nuevos pozos al primer semestre del 2022. Al cierre de junio la asociación cuenta con un total de 149 pozos operados en producción, alcanzando una producción promedio al primer semestre de 26.8 kbped (neto Ecopetrol antes de regalías) en contraste con una producción de 13.8 kbped al cierre del 1S21, lo que representa un crecimiento del 95%. En términos de resultados trimestrales, la producción al 2T22 alcanzó 27.0 kbped vs un resultado de 21.5 kbped al 2T21, lo que representa una variación del 25.6%.

A continuación, logros materializados durante el trimestre:

- 14 nuevos pozos en producción habilitados.
- En términos de reducción de emisiones, la asociación Rodeo continúa aplicando la iniciativa de cero quemas rutinarias y con la instalación de sistemas para el monitoreo de emisiones fugitivas. Por otra parte, se logró sustituir hasta un 36% el volumen de diésel por gas natural comprimido (CNG) empleado en las actividades de completamiento.
- En materia de gerenciamiento del agua, se ha logrado reciclar alrededor de 5 Mbls de agua en el primer semestre de 2022 (43% más volumen que el reciclado en el mismo periodo 2021).

Las expectativas para el cierre del 2022 contemplan la perforación de 97 pozos, el completamiento del orden de 95 pozos y un incremento en producción para Ecopetrol entre 4 - 6 kbped (correspondientes a una mayor participación de Ecopetrol en el JV Rodeo del 26% pasando del 49% al 75% tras los ajustes realizados al JV en línea con la suscripción del JDA con OXY para acceder a la subcuenca Delaware), para una producción total promedio año 2022 esperada de 38 - 40 kbped (neto ECP antes de regalías).

Expansión en Permian

El 17 de junio de 2022, Ecopetrol Permian LLC (subsidiaria de Ecopetrol) y algunas subsidiarias de OXY firmaron un contrato denominado Joint Development Agreement (JDA), para desarrollar programas de perforación y producción en la subcuenca Delaware de la cuenca Permian, dentro de un área aproximada de 21,000 acres durante el periodo 2022 - 2027. Dicho acuerdo permite a Ecopetrol ampliar su presencia en el Permian con una participación equivalente al 49% sobre los derechos en los programas de perforación y producción en el área.

Ecopetrol no hará un pago inicial por entrar al área y cubrirá un porcentaje de la inversión de desarrollo de OXY (hasta el 75%) a medida que se ejecuta el desarrollo (*carry*). El porcentaje de *carry* que Ecopetrol cubrirá estará ligado al precio del barril de petróleo (WTI) y el mismo será establecido a medida que se desarrolle la actividad

de perforación. La actividad en Delaware iniciará en el 4T22 y adicionará producción a partir del 1T23. Las metas serán reportadas cuando se provea la guía de producción para el 2023.

Adicionalmente, se ejecutó un otro sí al JV en Rodeo que habilita para Ecopetrol el acceso a una mayor participación sobre la producción (75%) al tiempo que a un diferimiento al 2025 de las obligaciones que en la actualidad tiene en *carry*. Esta modificación al acuerdo original tiene como fecha efectiva enero 1 de 2022 y tendrá un impacto favorable en la meta de producción proyectada para cierre del 2022 representado en un crecimiento aproximado del 20%.

Costo de Levantamiento y Dilución

Tabla 7: Costo de Levantamiento y Dilución - Grupo Ecopetrol⁴

USD/BI	2T 2022	2T 2021	Δ (%)	6M 2022	6M 2021	Δ (%)	% USD
Costo de Levantamiento*	9.83	8.03	22.4%	9.28	7.78	19.3%	23.2%
Costo de Dilución**	6.78	4.39	54.4%	6.53	3.94	65.7%	100.0%

* Calculado con base en barriles producidos sin regalías. ** Calculado con base en barriles vendidos

El cálculo de los valores de Costo de Levantamiento para el 1T21, 2T21 y 3T21 fueron modificados para eliminar un rubro que fue incorrectamente incluido.

Costo de Levantamiento

Comparado con 2T21, el costo de levantamiento aumentó 1.8 USD/BI y vista 1S22 se situó en 9.28 USD/BI, 1.51 USD/BI por encima del resultado del mismo periodo del año anterior. Este último resultado es explicado principalmente por:

Efecto Costo (+2.64 USD/BI) Aumento en costos principalmente por:

- Incremento en tarifas de Energía Eléctrica por: i) Aumento en las tarifas tanto de la energía como de su transporte debido a incrementos del IPP e inflación, y ii) mayor requerimiento de compra al SIN (Sistema Interconectado Nacional) por incremento en volúmenes de producción.
- Incremento en los contratos de servicios para intervenciones a pozos y mantenimientos principalmente, así como el incremento de la actividad, de acuerdo con el plan para crecer la producción.

Efecto por tasa de cambio (-0.75 USD/BI): Aumento de tasa de cambio promedio en +292 COP/USD.

Efecto Volumen (-0.39 USD/BI): Incremento en la producción por las razones antes mencionadas.

Costo de Dilución

Comparado con 2T21, el costo de dilución aumentó 2.4 USD/BI y vista 1S22 se situó en 6.53 USD/BI, 2.6 USD/BI arriba del resultado del mismo periodo del año anterior. Este último resultado es explicado principalmente por:

- Incremento de 42.1 USD/BI en el precio de nafta, asociado al incremento del precio de los combustibles y a la recuperación de las condiciones de mercado.
- Impacto positivo efecto de la tasa representativa de mercado, por devaluación del peso frente al dólar en 292 COP/USD.
- Menor volumen de compra de barriles de nafta (2.1 kbls) debido a eficiencias, principalmente asociadas a la puesta en marcha de los proyectos de Codilución tanto en los campos de Cusiana y Apiay.

Resultados Financieros del Segmento

⁴ El cálculo de los valores del costo de levantamiento para el 1T21, 2T21 y 3T21 fueron modificados para eliminar un rubro que fue incorrectamente incluido. De forma que el costo de levantamiento del 1T21 pasa de 7.51 a 7.52 USD/BI, el del 2T21 de 8.02 a 8.03 USD/BI y el del 3T21 de 8.45 a 8.46 USD/BI. Por su parte, el costo de levantamiento de los primeros 6M21 pasa de 7.77 a 7.78 USD/BI, mientras el de 9M21 pasa de 8.01 a 8.02 USD/BI.

Tabla 8: Estado de Ganancias o Pérdidas – Exploración y Producción

Miles de Millones (COP)	2T 2022	2T 2021	Δ (\$)	Δ (%)	6M 2022	6M 2021	Δ (\$)	Δ (%)
Ingresos por ventas	25,292	14,564	10,728	73.7%	44,230	27,781	16,449	59.2%
Depreciación, amortización y agotamiento	1,712	1,679	33	2.0%	3,311	3,295	16	0.5%
Costos variables	7,412	5,324	2,088	39.2%	12,963	10,551	2,412	22.9%
Costos fijos	2,950	2,294	656	28.6%	5,518	4,370	1,148	26.3%
Costo de ventas	12,074	9,297	2,777	29.9%	21,792	18,216	3,576	19.6%
Utilidad bruta	13,218	5,267	7,951	151.0%	22,438	9,565	12,873	134.6%
Gastos operacionales y exploratorios	1,340	944	396	41.9%	2,494	1,647	847	51.4%
Utilidad operacional	11,878	4,323	7,555	174.8%	19,944	7,918	12,026	151.9%
Ingresos (gastos) financieros	(532)	(493)	(39)	7.9%	(939)	(985)	46	(4.7%)
Resultados de participación en compañías	1	7	(6)	(85.7%)	0	13	(13)	(100.0%)
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	11,347	3,837	7,510	195.7%	19,005	6,946	12,059	173.6%
Provisión impuesto a las ganancias	(3,994)	(1,178)	(2,816)	239.0%	(6,662)	(2,155)	(4,507)	209.1%
Utilidad neta consolidada	7,353	2,659	4,694	176.5%	12,343	4,791	7,552	157.6%
Interés no controlante	21	21	0	0.0%	42	42	0	0.0%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	7,374	2,680	4,694	175.1%	12,385	4,833	7,552	156.3%
EBITDA	13,852	6,168	7,684	124.6%	23,714	11,510	12,204	106.0%
Margen EBITDA	54.8%	42.4%	-	12.4%	53.6%	41.4%	-	12.2%

Los **ingresos** del 2T22 y del 1S22 aumentaron frente al 2T21 y al 1S21 soportados principalmente en i) incremento en los precios del Brent y tasa de cambio y ii) mayores exportaciones de crudos, dada la mayor producción. Contrarrestado por unas menores entregas a las refinerías por mantenimientos programados.

El **costo de ventas** del 2T22 y del 1S22 aumentó frente al 2T21 y al 1S21 respectivamente debido a:

- Mayor costo en compras por incremento en los precios de crudo y tasa de cambio, contrarrestado por menores volúmenes de compras a terceros y diluyente.
- Mayor ejecución de costos por: i) incremento de consumo de energía regulada en Cravo Norte, asociado con el desarrollo del proyecto de cambio de fuente de autogeneración para reducir huella de carbono, ii) incremento en el número de intervenciones a pozos, mantenimientos y trabajos de integridad asociado a una mayor actividad en el 2T22, dado que en el 2T21 se presentaron afectaciones de orden público y iii) incremento de materiales de procesos y áreas de apoyo asociados a la reactivación de la actividad operacional.
- Incremento en los niveles de inventario de crudo debido a aumento en precios de mercado y mayores cargamentos en tránsito.
- Mayor costo de transporte debido a: i) mayor tasa de cambio, ii) actualización anual de tarifas en oleoductos y poliductos, y iii) mayor transporte de gas de Teca-Nare compensado parcialmente con ahorro en las tarifas por adquisición del oleoducto El Morro-Araguaney.

Los **gastos operacionales (netos de otros ingresos)** del 2T22 y del 1S22 aumentaron frente al 2T21 y al 1S21 respectivamente principalmente por:

- Baja de las inversiones realizadas en el activo Rydberg en Ecopetrol América en 1T22.
- Hurto de crudo en los oleoductos OTA y Caño Limón.
- Aumento de operación aduanera principalmente por el mayor número de ventas bajo modalidad DAP (Delivery at place).
- Aumento en gastos exploratorios, por mayor reconocimiento de la actividad exploratoria de pozos no exitosos.

El **gasto financiero neto (no operacional)** del 1S22 disminuyó frente al mismo periodo del año anterior, principalmente por: i) el efecto de la diferencia en cambio dada la posición activa del segmento y ii) mayores rendimientos del portafolio de inversiones. Sin embargo, frente al 2T21 se presenta un aumento debido mayor gasto por diferencia en cambio dado el incremento en la TRM.

2. TRANSPORTE Y LOGÍSTICA

Tabla 9: Volúmenes Transportados – Grupo Ecopetrol

kbd	2T 2022	2T 2021	Δ (%)	6M 2022	6M 2021	Δ (%)
Crudo	779.1	704.0	10.7%	768.3	718.5	6.9%
Productos	298.3	255.9	16.6%	290.9	265.1	9.7%
Total	1,077.4	959.9	12.2%	1,059.2	983.6	7.7%

Nota: Los volúmenes reportados están sujetos a ajustes por cambios en la compensación volumétrica de calidad (CVC), asociado a oficialización de balances volumétricos.

El volumen total transportado del 2T22 aumentó en 117 kbd o 12.2% frente al 2T21, explicado por la mayor producción y capturas de barriles adicionales de terceros que estaban fuera de la red de Oleoductos, así como un aumento en el transporte de productos refinados por el efecto de la recuperación de la actividad económica. En el acumulado, el resultado al 1S22 fue de 1,059.2 kbd, 7.7% por arriba del dato registrado en el 1S21 y en línea con las expectativas del plan.

Crudos: En el 2T22 los volúmenes transportados aumentaron 10.7% frente al 2T21, debido a mayor producción país, así como el recibo de crudos de la Asociación Nare en el Sistema Vasconia – GRB, y capturas de barriles adicionales de terceros que estaban fuera de la red de Oleoductos. Aproximadamente el 84.5% del volumen de crudo transportado es propiedad del Grupo Ecopetrol.

En el 2T22 se realizó 1 ciclo de reversión del Oleoducto Bicentenario, con un volumen evacuado de 292 mil barriles. Lo anterior, con el objetivo de asegurar la evacuación del campo Caño Limón tras afectaciones al oleoducto originadas por terceros.

Durante este trimestre se presentaron 9 afectaciones a los oleoductos originados por terceros, aumentando en un 50% frente al 2T21. Por otro lado, la instalación de válvulas ilícitas aumentó en un 10.3%.

Productos Refinados: En el 2T22 los volúmenes transportados de refinados aumentaron en un 16.6% frente al 2T21, principalmente por la recuperación de la actividad económica, teniendo en cuenta la situación de orden público y la emergencia sanitaria asociada al tercer pico de la pandemia, que se presentaron en el segundo trimestre del año anterior. Aproximadamente el 26.8% del volumen transportado por poliductos correspondió a productos de Ecopetrol. Durante el trimestre la instalación de válvulas ilícitas disminuyó un 37.0% frente al 2T21.

Terminal Marítimo Tumaco Alcanza Récord Histórico de Exportación de Crudo South Blend : Del 10 al 12 de junio de este año se atendió por el Terminal Marítimo Tumaco, la cantidad más grande de crudo South Blend que se ha despachado en el país hasta la fecha por vía marítima. El buque tanque, atracó en aguas del pacífico colombiano para cargar 601 mil barriles de crudo South Blend, con destino a la Costa Oeste de los Estados Unidos. Cabe resaltar que este hecho se convierte en un hito histórico para el terminal por la dimensión de la embarcación y el volumen de crudo cargado.

Otros Temas Relevantes:

- **Ventana de Mantenimiento Offshore de 144 Horas**, en el Terminal Marítimo Pozos Colorados realizada el pasado mes de mayo, en la cual se ejecutaron diversas actividades de mantenimiento, asegurando el estatus de alta disponibilidad de los sistemas para la atención de buque tanques en la ciudad de Santa Marta.
- Finalización Satisfactoria de la **Construcción del Cruce del Río Guamuez** con 674 metros de longitud de tubería aérea de acero especial, para reemplazar el antiguo trazado del Oleoducto San Miguel Orito, garantizando el transporte de crudo en el sur del país.
- **Publicación del proyecto de resolución de la metodología tarifaria para la remuneración de transporte por poliductos:** A finales del mes de mayo de 2022 la CREG público para comentarios el proyecto de resolución de la metodología tarifaria para la remuneración de transporte por poliductos, el cual se encuentra abierto para recepción de comentarios hasta finales del mes de agosto. Actualmente

Cenit se encuentra analizando la propuesta regulatoria planteada por el regulador a fin de hacer comentarios y de analizar eventuales impactos en los resultados la compañía.

Costo por Barril Transportado

Tabla 10: Costo por Barril Transportado – Grupo Ecopetrol

USD/BI	2T 2022	2T 2021	Δ (%)	6M 2022	6M 2021	Δ (%)	% USD
Costo por Barril Transportado	2.76	2.84	(2.8%)	2.76	2.91	(5.2%)	17.5%

Comparado con 2T21, el costo de barril transportado no registró una variación en USD/BI significativa y vista acumulado a junio de 2022 se ubicó en 2.76 USD/BI lo que representa una disminución de 0.15 USD/BI (-5.2%) frente a junio de 2021. Este último resultado explicado principalmente por:

Efecto costo (+0.28 USD/BI): Aumento en el costo variable debido a un incremento en el consumo de materiales y energía, producto de los mayores volúmenes transportados, sumado a aumentos en tarifas derivadas de condiciones del mercado. Adicionalmente, se generó una mayor depreciación debido al cambio del método de depreciación de Oleoducto Bicentenario, realizado al cierre de 1T22.

Efecto volumen (-0.21 USD/BI): Menor costo por barril debido a mayor volumen transportado de crudo y productos, derivado de mayor producción y captura de crudos que estaban fuera del sistema, así como la recuperación de la demanda de gasolina y diésel en el país.

Efecto tasa de cambio (-0.22 USD/BI): Mayor tasa de cambio de 292.6 COP/USD al reexpresar los costos en COP a USD.

Resultados Financieros del Segmento

Tabla 11: Estado de Ganancias o Pérdidas – Transporte

Miles de Millones (COP)	2T 2022	2T 2021	Δ (\$)	Δ (%)	6M 2022	6M 2021	Δ (\$)	Δ (%)
Ingresos por ventas	3,145	2,819	326	11.6%	6,208	5,627	581	10.3%
Depreciación, amortización y agotamiento	343	291	52	17.9%	670	577	93	16.1%
Costos variables	167	103	64	62.1%	322	236	86	36.4%
Costos fijos	370	344	26	7.6%	714	704	10	1.4%
Costo de ventas	880	738	142	19.2%	1,706	1,517	189	12.5%
Utilidad bruta	2,265	2,081	184	8.8%	4,502	4,110	392	9.5%
Gastos operacionales	191	157	34	21.7%	390	340	50	14.7%
Utilidad operacional	2,074	1,924	150	7.8%	4,112	3,770	342	9.1%
Ingresos (gastos) financieros	(11)	(29)	18	(62.1%)	(208)	110	(318)	(289.1%)
Resultados de participación en compañías	(1)	0	(1)	-	(1)	0	(1)	-
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	2,062	1,895	167	8.8%	3,903	3,880	23	0.6%
Provisión impuesto a las ganancias	(724)	(585)	(139)	23.8%	(1,379)	(1,177)	(202)	17.2%
Utilidad neta consolidada	1,338	1,310	28	2.1%	2,524	2,703	(179)	(6.6%)
Interés no controlante	(252)	(270)	18	(6.7%)	(492)	(541)	49	(9.1%)
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	1,086	1,040	46	4.4%	2,032	2,162	(130)	(6.0%)
EBITDA	2,433	2,272	161	7.1%	4,852	4,459	393	8.8%
Margen EBITDA	77.4%	80.6%	-	(3.2%)	78.2%	79.2%	-	(1.0%)

Los **ingresos** del 2T22 y del 1S22 aumentaron frente al 2T21 y al 1S21 respectivamente, principalmente por el efecto combinado de: i) mayores volúmenes transportados de crudo como resultado de un aumento en la producción país, e incremento en los volúmenes transportados de crudo de terceros, ii) incremento en los volúmenes transportados de productos refinados debido a la recuperación de la demanda local, iii) mayor tasa de cambio promedio, y iv) actualización anual de tarifas. Estos efectos se compensan parcialmente con la reducción del ingreso por la eliminación del Margen Plan de Continuidad que hacía parte de las tarifas de transporte en poliductos hasta abril de 2021.

El **costo de ventas** del 2T22 y del 1S22 aumentó frente al 2T21 y al 1S21 respectivamente, principalmente por el efecto de: i) mayor depreciación derivada del cambio de método de depreciación de Oleoducto Bicentenario, realizado desde el primer trimestre de 2022, ii) incremento en los costos variables de materiales y energía eléctrica, asociado principalmente a los mayores volúmenes transportados y aumentos en tarifas derivadas de las condiciones del mercado, y iii) mayores actividades de operación y mantenimiento.

Los **gastos operacionales** (netos de ingresos) del 2T22 y del 1S22 aumentaron frente al 2T21 y al 1S21 respectivamente, principalmente por mayores actividades de inversión social e incrementos en los gastos de pólizas de seguros, así como mayores gastos de atención de emergencias, como resultado de mayores afectaciones ocasionadas por terceros a la infraestructura.

El **resultado financiero neto** (no operacional) del 1S22 disminuyó, debido a la reducción del monto en posición activa en USD y al gasto financiero producto del efecto de la tasa de cambio sobre la misma.

3. REFINACIÓN

En el 2T22, las refinerías alcanzaron una carga consolidada durante el trimestre de 365.1 kbd y un margen bruto integrado de **29 USD/BI, récord histórico trimestral**, frente a una carga de 360.4 kbd y un margen bruto integrado de 9.5 USD/BI en el 2T21. En el acumulado, el resultado de carga al 1S22 fue de 345.1 y un margen bruto integrado de 21.9 USD/BI, frente a una carga de 360.3 kbd y un margen bruto integrado de 9.8 USD/BI en el 1S21.

El segmento de Refinación continuó su ciclo de paradas de plantas programadas en ambas refinerías asegurando la disponibilidad operacional y confiabilidad de los activos, lo cual fue acompañado por un muy buen desempeño en HSE (sin lesiones registrables durante las paradas).

Estos resultados fueron apalancados por estrategias operativas y comerciales que derivaron en: i) mantenimientos mayores programados en ambas refinerías, completando así el 75% del plan de paradas de planta del 2022 caracterizado por un buen desempeño en disponibilidad mecánica de las unidades, ii) ajustes en la estrategia de ejecución de paradas para capturar los beneficios del entorno de mercado y estabilidad operacional en las unidades de las refinerías y las plantas de petroquímica vs. 1T22, y iii) planeación integrada de la cadena logística que permitió suplir la demanda de productos requeridos por el mercado durante las actividades de paradas programadas de plantas.

Adicionalmente se capturaron otros beneficios gracias a: i) fortalecimiento de la canasta de productos vs. Brent, ii) gestión activa de optimización de inventarios como el almacenamiento de productos intermedios o crudos para mantener la carga en el sistema durante las paradas de algunas unidades y eficiente estrategia comercial para conseguir oportunidades de negocio, iii) aprovechamiento de márgenes favorables para la venta de productos (PP⁵-PGP⁶) y el spread de la materia prima de la unidad Splitter (PGP-PGR⁷), así como altos niveles de entregas de PGR por parte de las refinerías a Esenttia. A pesar de las presiones inflacionarias, el segmento ha mantenido los costos en control.

Las Refinerías desde 2021, y de forma anticipada, se encontraban en regla con los requisitos de la Resolución 40103/2021 que regula el contenido de azufre, por debajo de 50 ppm, en la gasolina producida (entrada en vigencia a partir de enero del 2022). Sin embargo, debido al incremento de la demanda de la gasolina, el Ministerio de Minas y Energía emitió un aplazamiento de dicha resolución para junio del 2022 y las Refinerías se acogieron a esta modificación la primera mitad del año, y para cierre de junio, ya se encontraba de nuevo en los límites señalados por la normativa, cumpliendo siempre con los requisitos de ley.

⁵ PP: Polipropileno

⁶ PGP: Propileno Grado Polímero

⁷ PGR: Propileno Grado Refinería

Refinería de Cartagena

Tabla 12: Carga, Factor de Utilización, Producción y Margen de Refinación – Refinería de Cartagena

Refinería de Cartagena	2T 2022	2T 2021	Δ (%)	6M 2022	6M 2021	Δ (%)
Carga* (kbd)	141.7	144.4	(1.9%)	137.8	143.8	(4.2%)
Factor de Utilización (%)	75.8%	83.2%	(8.9%)	63.9%	79.0%	(19.0%)
Producción Refinados (kbd)	141.4	137.8	2.6%	135.1	138.5	(2.5%)
Margen Bruto (USD/Bl)	31.6	7.0	351.4%	25.3	7.5	237.3%

* Corresponde a los volúmenes efectivamente cargados, no a los recibidos

La Refinería de Cartagena, registró récords históricos trimestrales y semestrales financieros, y el **margen bruto de refinación trimestral más alto de su historia** de 31.6 USD/Bl. Estos resultados se explican principalmente por: i) mejores diferenciales vs. Brent en combustibles frente al 2T21 y ii) mayor rendimiento en la producción de gasolinas (+6.0% en contraste con 2T21) por maximización de la carga en las unidades de Cracking y Alquilación utilizando inventarios. Lo anterior contrarrestó el menor nivel de carga impactado por la ejecución de la parada programada de las plantas de Hidrógeno y Coker, ambos eventos ya finalizados. Se destaca durante el periodo un alto nivel de disponibilidad operacional de la refinería (96.9%) , permitiendo la captura de los amplios márgenes ya mencionados.

Se finalizó el completamiento mecánico del proyecto Interconexión Plantas de Crudo de Cartagena (IPCC), progresando actualmente en actividades de aseguramiento y puesta en marcha, y durante el 2S22 se espera un incremento gradual de la carga.

Refinería de Barrancabermeja

Tabla 13: Carga, Factor de Utilización, Producción y Margen de Refinación – Refinería de Barrancabermeja

Refinería de Barrancabermeja	2T 2022	2T 2021	Δ (%)	6M 2022	6M 2021	Δ (%)
Carga* (kbd)	223.5	216.0	3.5%	207.3	216.4	(4.2%)
Factor de Utilización (%)	81.5%	82.2%	(0.9%)	69.3%	83.6%	(17.1%)
Producción Refinados (kbd)	226.9	220.1	3.1%	210.5	220.5	(4.5%)
Margen Bruto (USD/Bl)	27.3	11.2	143.8%	19.7	11.3	74.3%

* Corresponde a los volúmenes efectivamente cargados, no a los recibidos

En el 2T22, la **refinería de Barrancabermeja registró un récord histórico trimestral en su margen bruto**, debido principalmente a: i) mejores diferenciales para la producción de combustibles vs. Brent y ii) maximización de la carga con crudos nacionales, almacenados y reducción de inventarios de productos. Se destaca durante el periodo un alto nivel de disponibilidad operacional de la refinería (95.9%) , la ejecución y finalización exitosa de la parada programada de la unidad Prime D en menor tiempo de lo planeado, culminación del trimestre con tendencia muy positiva en niveles de carga de crudo y mayor estabilidad operativa permitiendo capturar el buen entorno de márgenes existente.

Esenttia

Tabla 14: Ventas y Margen – Esenttia

Esenttia	2T 2022	2T 2021	Δ (%)	6M 2022	6M 2021	Δ (%)
Ventas Totales (KTon)	133.2	137.7	(3.3%)	268.1	277.3	(3.3%)
Margen Total (USD/Ton)	331.3	413.1	(19.8%)	298.6	267.7	11.5%

Las ventas totales en lo corrido del 2022 y vista trimestral han disminuido en 3.3% frente al resultado del 2021,

por factores de mercado como: i) mayor competencia en precios por entrada de producto asiático a la región; ii) alta oferta de producto en países de Suramérica; y iii) dificultades logísticas prevalecientes en la región.

El margen total del 2T22 decreció un 19.8% respecto al mismo trimestre del año anterior, dado que durante el 2T21 se registró un fuerte incremento de precios de polipropileno. Sin embargo, vista 1S22 el margen supera en +11.5% al del 1S21 debido a: i) la estrategia comercial de incremento de ventas en zonas de alto valor; ii) aseguramiento de materia prima a menor costo; iii) alto nivel de entregas de propileno grado refinería por parte de las refinerías; y iv) aprovechamiento de mejores márgenes de polipropileno en 1T22 vs. 1T21.

Durante el primer semestre del 2022, en Esenttia se han venido ejecutando proyectos estratégicos, los cuales se destacan por: i) crecimiento de capacidad: ampliación de Planta 2 y la construcción de la Esfera de PGP y ii) apalancamiento sostenibilidad del Grupo: Proyecto ReCircular, el cual busca desarrollar infraestructura para transformación de material reciclado como una solución de economía circular en la producción de polipropileno y polietileno reciclado.

Invercolsa

Tabla 15: Volumen de Gas Natural e Instalaciones - Invercolsa

Invercolsa	2T 2022	2T 2021	Δ (%)	6M 2022	6M 2021	Δ (%)
Volumen de gas natural (Mill. M3)	64.8	62.9	3.0%	128.9	125.4	2.8%
Instalaciones (Mil)	18.3	14.6	25.3	34.1	27.6	23.6%

Crecimiento en volumen de gas natural comercializado del 3.0% en 2T22 frente al 2T21, y del 2.8% vista 1S22 respecto al 1S21, debido a: i) avances de campañas para incentivar consumos en segmentos comerciales y GNV⁸; ii) conexiones de nuevas unidades residenciales; y iii) estrategias de instalación a usuarios para aumentar volúmenes residenciales.

Incremento de instalaciones del 25.3% en 2T22 respecto al 2T21, y del 23.6% en 1S22 frente al 1S21, debido a la puesta en marcha de estrategias para promover la venta de instalaciones, dentro de las que se destacan: i) mayor alcance a nivel digital y diversificación en medios de comunicación, ii) cambios en estructura de contratos para incrementar la capacidad constructiva y iii) acuerdos de colaboración en los proyectos constructora.

Costo de Caja de Refinación

Tabla 16: Costo de Caja de Refinación*

USD/BI	2T 2022	2T 2021	Δ (%)	6M 2022	6M 2021	Δ (%)	% USD
Costo de Caja de Refinación	4.66	4.50	3.6%	4.58	4.38	4.6%	16.6%

* Incluye refinerías de Barrancabermeja, Cartagena y Esenttia

Comparado con 2T21, el costo de caja de refinación aumentó 0.16 USD/BI y vista acumulada al 1S22 aumentó en 0.20 USD/BI frente al 1S21. Este último resultado explicado por:

Efecto Costo & Volumen (+0.57 USD/BI): Principalmente por menores cargas de crudo en la Refinería de Barrancabermeja (-9 Kbd) y Refinería Cartagena (-6 Kbd), debido a paradas de planta programadas en refinerías.

Efecto Tasa de Cambio (-0.37 USD/BI): Mayor tasa de cambio de +292.18 COP/USD al re-expresar los costos en COP a USD.

⁸ GNV: Gas natural vehicular

Resultados Financieros del Segmento

Tabla 17: Estado de Ganancias o Pérdidas – Refinación

Miles de Millones (COP)	2T 2022	2T 2021	Δ (\$)	Δ (%)	6M 2022	6M 2021	Δ (\$)	Δ (%)
Ingresos por ventas	24,422	11,465	12,957	113.0%	41,541	21,146	20,395	96.4%
Depreciación, amortización y agotamiento	413	358	55	15.4%	819	694	125	18.0%
Costos variables	19,989	9,800	10,189	104.0%	34,754	18,281	16,473	90.1%
Costos fijos	532	581	(49)	(8.4%)	1,007	1,015	(8)	(0.8%)
Costo de ventas	20,934	10,739	10,195	94.9%	36,580	19,990	16,590	83.0%
Utilidad bruta	3,488	726	2,762	380.4%	4,961	1,156	3,805	329.2%
Gastos operacionales	529	425	104	24.5%	1,014	789	225	28.5%
Utilidad (Pérdida) operacional	2,959	301	2,658	883.1%	3,947	367	3,580	975.5%
Ingresos (gastos) financieros	(559)	(303)	(256)	84.5%	(725)	(594)	(131)	22.1%
Resultados de participación en compañías	60	55	5	9.1%	114	102	12	11.8%
Utilidad (Pérdida) antes de impuesto a las ganancias	2,460	53	2,407	4,541.5%	3,336	(125)	3,461	(2,768.8%)
Provisión impuesto a las ganancias	(602)	(5)	(597)	11,940.0%	(949)	28	(977)	(3,489.3%)
Utilidad neta consolidada	1,858	48	1,810	3,770.8%	2,387	(97)	2,484	(2,560.8%)
Interés no controlante	(52)	(45)	(7)	15.6%	(93)	(87)	(6)	6.9%
Utilidad (pérdida) neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	1,806	3	1,803	60,100.0%	2,294	(184)	2,478	(1,346.7%)
EBITDA	3,685	979	2,706	276.4%	5,327	1,632	3,695	226.4%
Margen EBITDA	15.1%	8.5%	-	6.6%	12.8%	7.7%	-	5.1%

Los **ingresos** del 1S22 y 2T22 se incrementaron frente al mismo periodo respectivamente, debido a los mejores diferenciales de precios de productos, principalmente en destilados medios, gasolinas y petroquímicos, asociados a factores de mercado y al continuo crecimiento de la demanda de combustibles nacionales. Invercolsa presentó crecimiento en sus ingresos dada la mayor comercialización y transporte de gas. Se resalta el buen resultado en Esenttia con buenos márgenes de polipropileno, aprovechados con mayores cargas de propileno proveniente de las refinerías.

El **costo de ventas** presentó un aumento en el 1S22 y 2T22 frente al mismo periodo respectivamente, principalmente por: i) mayores precios de la dieta de crudos de las refinerías, ii) y un mayor volumen de importaciones de productos, principalmente diésel y gasolinas, como consecuencia del incremento en la demanda y mantenimiento de las refinerías, compensado parcialmente por iii) el incremento del stock de inventarios principalmente de productos.

El resultado **EBITDA** del 1S22 y 2T22 para el segmento de refinación vuelve a marcar un récord histórico producto de los buenos diferenciales de mercado para el negocio de refinación, la estabilidad operativa de la Refinería de Barrancabermeja y la Refinería de Cartagena y el buen desempeño de Esenttia e Invercolsa.

Los **gastos operacionales (netos de ingresos)** del 1S22 y 2T22 se incrementaron frente al 1S21 y 2T21 respectivamente, explicado principalmente por mayores gastos de comercialización (gastos incurridos para llevar a cabo la comercialización del producto) por aumento en la venta de productos.

El **resultado financiero (no operacional)** del 1S22 y 2T22 versus el mismo periodo en 2021, presentó un mayor gasto, como consecuencia del efecto de la devaluación presentada en la tasa de cierre sobre la posición pasiva neta del segmento.

4. TRANSMISION DE ENERGÍA Y VÍAS

El pasado 1 de agosto del 2022, ISA anunció sus resultados financieros y operativos del 2T22 al mercado, los cuales pueden ser consultados en la página web de la Compañía. A continuación, se destacan algunos hechos operativos y financieros relevantes:

Transmisión de Energía

Finalizando el mes de junio, ISA ganó uno de los más grandes proyectos subastados en Brasil en los últimos años a través de ISA CTEEP, con expectativa de entrada en operación entre 2026 y 2027. En total fueron dos

proyectos adjudicados que tienen una inversión estimada por ANEEL en USD 780 millones y comprenden 1,139 km de líneas de transmisión con un Ingreso Anual Permitido (RAP) de USD 60 millones. El primero de los lotes está ubicado en los estados de Minas Gerais y Espírito Santo, consiste en la ejecución de 1,139 km de Líneas de Transmisión, dos nuevas subestaciones y seis ampliaciones con una inversión estimada en USD 730 millones. A través de este proyecto, se transportarán energías renovables, lo que contribuye a la descarbonización de la matriz energética del país. El segundo lote, tiene una inversión estimada por ANEEL de USD 50 millones y consiste en la construcción de un nuevo patio en la subestación Agua Azul, ubicada en el estado de Sao Paulo.

Continúan en etapa de construcción 33 proyectos ubicados en los países donde ISA tiene presencia, los cuales, una vez entren en operación, generarán ingresos anuales por USD 352 millones. Además, se encuentran en etapa de construcción 249 refuerzos y mejoras en Brasil, que incrementarán los ingresos anuales en aproximadamente USD 110 millones.

Vías

Continúa la etapa de construcción de Rutas del Loa, cuya extensión es de 136 km y registra un avance del 28.7%. Se espera la entrada en operación en el 2024. Adicionalmente, continúa el avance según lo planeado en la ejecución de obras adicionales en las concesiones de Ruta del Maipo, Ruta del Bosque, Ruta de los Ríos y Ruta de la Araucanía.

Telecomunicaciones

Durante el segundo trimestre los esfuerzos estuvieron concentrados en proyectos de conectividad que acompañan la dinámica del negocio y permiten mantener el producto disponible para la consecución de los ingresos por servicios prestados y en la escalabilidad de la red de transporte e inversiones requeridas para habilitar los servicios para los clientes.

Resultados Financieros

Con relación a los resultados del segmento se destaca lo siguiente:

- La utilidad neta de ISA fue de COP +0.7 billones en 2T22, con un crecimiento del 14.4% con respecto al 2T21, principalmente por el efecto positivo de la inflación en Brasil (IPCA⁹) y Colombia (IPP) en los ingresos de la operación y un menor gasto por impuestos por la incorporación de los juros de capital de Brasil en la tasa efectiva de impuestos. Todo lo anterior, compensado parcialmente por mayores gastos financieros por efecto de mayores índices inflacionarios principalmente en Chile y en Brasil. El aporte a la utilidad neta atribuible a Ecopetrol como accionista en el 2T22 fue de COP +0.3 billones y para el 1S22 de COP +0.6 billones.
- El aporte al EBITDA al Grupo Ecopetrol asciende a COP 2.2 billones en 2T22 y a COP 4.2 billones en el 1S22, con una importante participación del negocio de transmisión de energía del 85.5% y 85.0%, respectivamente, en este indicador.
- El EBITDA del trimestre fue apalancado principalmente por el efecto positivo de la inflación en Brasil (IPCA) y Colombia en los ingresos operacionales, la entrada en operación de proyectos de transmisión de energía desde el 2T21 y el aumento en la actividad constructiva de las concesiones en Brasil.
- A junio de 2022, la deuda financiera consolidada cerró en COP 28.9 billones, con un incremento de 3.4% respecto a diciembre de 2021. Esta variación obedece al efecto por conversión de COP 1.1 billones, debido principalmente a la depreciación del COP frente al USD, al CLP y a la unidad de fomento en Chile (UF). Por su parte, los gastos financieros netos en 2T22 fueron COP 0.7 billones, 58.1% más (+COP 0.26 billones) frente al mismo periodo del año anterior. El incremento se debe a un mayor gasto de intereses (COP 0.23 billones) por el aumento en el endeudamiento para financiar el crecimiento de ISA y sus filiales; y el mayor gasto por diferencia en cambio (COP 0.03 billones) principalmente por las presiones inflacionarias en Chile, que se han traducido en una mayor UF, variable a la que está indexada la deuda en las concesiones viales en ese país, y por recursos mantenidos en USD en Chile para inversiones futuras en proyectos de energía.

⁹ Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo por sus siglas en portugués

- Adicional a los resultados provenientes directamente de la operación de ISA, este segmento asume los intereses financieros asociados a la deuda adquirida por Ecopetrol para financiar la compra de esta subsidiaria neta del impuesto de renta que para el 1S22 ascendió a COP -0.2 billones.

III. SosTECnibilidad

Energías Renovables

Durante el 2T22 se avanzó en la construcción y desarrollo de los Ecoparques Solares Brisas (26 MW) y CENIT (23 MW). De igual forma, se continuó con la maduración e implementación de diversos proyectos solares, eólicos y de geotermia en los diferentes puntos de la geografía del país donde el Grupo Ecopetrol tiene operaciones, entre ellos, los proyectos de Ecoparques solares de La Cira (56 MW) y Rubiales (87 MW), los cuales aportarán a la meta de 400MW al 2023. Así mismo, se sigue avanzando en la construcción del parque solar en Providencia (1.8MW pico), el cual permitirá a la población de la isla contar con esta fuente de suministro de energía renovable y apoyar la reconstrucción de la misma luego del paso del huracán Iota en el año 2020.

A cierre del 1S22, el Grupo Ecopetrol ha logrado la incorporación de 119 MW de energía renovable en su matriz de suministro de los cuales 30 MW corresponde a subasta (capacidad contratada), reflejando un aumento de 98 MW frente al 1S21.

Eficiencia Energética

Durante el periodo 2018-2021 se ejecutaron iniciativas de mejora de desempeño energético a través de la implementación de mejores prácticas operacionales y de mantenimiento que permitieron reducir la variabilidad operacional, así como el establecimiento de criterios de control que aseguran la eficiencia energética de los procesos.

El programa inició en el año 2018 con el diagnóstico de la información, medición y caracterización del consumo energético de los procesos pareto desde el punto de vista de consumo de energía. Durante el 1S22 se optimizó una demanda equivalente a 4.5 MW en energía eléctrica equivalente a COP 13.6 mil millones de ahorros y 7.7 mil toneladas de CO_{2e} evitadas.

El 9 de junio de 2022 Ecopetrol recibió el Premio Andesco a la eficiencia energética, 8ª versión, como reconocimiento a su compromiso con el uso racional de energía, con la iniciativa "Control Operacional del desempeño energético en los procesos de Upstream, Midstream (CENIT) y Downstream del Grupo Ecopetrol", la cual fue ganadora en la categoría de industria, comercio y servicios.

Hidrógeno

El plan estratégico de Hidrógeno es una apuesta real y ambiciosa de Ecopetrol en el marco de su portafolio de negocios de bajas emisiones de carbono. Se ha fijado una meta de producir 1 millón de toneladas de Hidrógeno de bajas emisiones (H₂) para 2040, con destino a mercados de exportación y consumo nacional. Las estimaciones realizadas evidencian que la producción actual de H₂ de las refinerías (10% azul + 90% gris) al igual que otros desarrollos, distribuirán esa aspiración del millón de toneladas de la siguiente forma: H₂ verde 40%, azul 30%, y blanco 30%. Las inversiones acumuladas proyectadas en el marco de la estrategia serían del orden de USD 2,500 millones.

En marzo de este año se inició la producción de H₂ verde en Colombia a través de un electrolizador piloto de 50 kW alimentado por energía solar en la refinería de Cartagena, con una producción de 20 kg H₂/día y una inversión estimada cerca de USD 1 millón. En este mismo semestre, (i) se finalizó la fase 1 del proceso de maduración de proyectos de Ecopetrol, asociados a la construcción de dos plantas de H₂ de bajo carbono en las refinerías con capacidades de 9 o más kTon/año cada una, con inversiones estimadas del orden de USD 200 millones entre 2022 y 2024 (ii) se inició el proceso de maduración para evaluar la factibilidad de desarrollar un proyecto de gasificación de fondos para producir H₂ azul en la refinería de Barrancabermeja con una capacidad de entre 150 y 180 kTon/año.

En paralelo se han adelantado los trabajos asociados a dos pilotos de movilidad sostenible, (i) uno en la ciudad de Bogotá, donde se habilitará infraestructura para la recarga de un bus con celda de combustible de hidrógeno para operación en el Sistema Integrado de Transporte y (ii) uno en la ciudad de Cartagena como parte del Centro de Innovación y Tecnología en donde se desarrollarán diferentes aplicaciones de movilidad. Para estos dos pilotos, se adquirieron dos hidrogeneras o estaciones de generación y recarga de hidrógeno para vehículos.

Finalmente, en mayo de 2022, Ecopetrol selló alianzas con seis empresas internacionales para desarrollo de su plan estratégico de hidrógeno: Total Eren y EDF de Francia, Siemens de Alemania, H2B2 de España, Empati de Reino Unido y Mitsui de Japón, con el objetivo de fortalecer el desarrollo del plan de hidrógeno (i) creando valor para alcanzar la competitividad del costo de producción de hidrógeno asegurando el acceso oportuno a tecnología y fuentes de energía renovable de bajo costo, (ii) estructurando oportunidades de financiamiento e inversión para los proyectos del portafolio, (iii) desarrollando demanda a través de la identificación de mercados y off-takers en etapas tempranas.

Gestión Integral del Agua

Durante el 2T22 Ecopetrol reutilizó 32.2 millones de metros cúbicos de agua (2.2 millones de barriles por día), lo que significa que la empresa dejó de captar y verter este volumen, disminuyendo así la presión sobre los recursos hídricos. Este valor representa un aumento del 14% con respecto al 2T21 del año anterior y equivale al 77% del total de agua requerida para operar en este periodo. Estos resultados se han logrado gracias a la implementación de buenas prácticas¹⁰ de reutilización y recirculación de agua, en las Refinerías de Barrancabermeja y Cartagena, así como en los campos de producción.

Durante el trimestre se capturaron 9.5 millones de metros cúbicos de agua fresca (0.66 millones de barriles por día), reduciendo un 7% con respecto al volumen captado en el 2T21, principalmente por disminuciones en los volúmenes de inyección en campos de producción. Este volumen representa el 23% del total de agua requerida para operar en Ecopetrol en este periodo.

Se realizó el reúso de 0.93 millones de metros cúbicos de aguas de producción tratadas del Campo Castilla (64 mil barriles por día en promedio) en actividades agrícolas y pecuarias en el Área de Sostenibilidad Agroenergética (ASA) en el Municipio de Acacias (Departamento del Meta), lo cual representa un aumento del 70% con respecto al 2T22.

Cambio Climático - Descarbonización

La meta de reducción de emisiones para el 2022 es de 262,761 tCO₂e, con corte al 1S22 se ha logrado una reducción de 135,744 tCO₂e. Durante el 2T22 se adelantó el proceso de certificación, por parte de la firma internacional Ruby Canyon Environmental de 96,111 tCO₂ reducidas correspondientes al Proyecto “Eficiencia energética por Control Operacional en la Refinería de Cartagena”.

Se oficializó la Guía para la implementación de la Iniciativa Cero Quemadas Rutinarias (en inglés “Zero Routine Flaring by 2030”) para el reporte de la reducción de quemadas rutinarias y las acciones para su reducción, así como la “Guía para la definición de lineamientos para la implementación del Programa LDAR (Leak Detection and Repair)”. Los requerimientos establecidos en las mencionadas guías están alineados con las obligaciones establecidas en la resolución 40066 expedida por el Ministerio de Minas y Energía de Colombia el 11 de febrero de 2022 – “Requerimientos técnicos para la detección y reparación de fugas, el aprovechamiento, quema y venteo de gas natural durante las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos

Biodiversidad

¹⁰ Implementación de buenas prácticas como:

- Reutilización/recirculación de agua en las refinerías principalmente en recuperación de condensados, y sistemas contraincendios
- En actividades de perforación se reutilizan aguas residuales domésticas e industriales que después de pasar por tratamientos terciarios (ósmosis inversa y desmineralización), se utilizan nuevamente en la elaboración de lodo de perforación, lavado de equipos, agua de refrigeración para las bombas y usos industriales.
- Reutilización de aguas de producción principalmente en reinyección para mantener la presión de los yacimientos o aumentar la producción de hidrocarburos
- También se reutilizan aguas de producción para preparación de lodos de perforación, mantenimiento de pozos, sistemas contraincendios, refrigeración de equipos, generación de energía en Termosuria, entre otros.

En marco de la iniciativa nacional “Sembrar Nos Une”, al 2T22, el Grupo Ecopetrol ha aportado 4,761,708 árboles, evidenciando un cumplimiento del 79.36% de la meta establecida por el grupo empresarial en el 2022 de 6,000,000 árboles.

En el marco del convenio Proyecto Vida Silvestre (PVS) con los aliados Wildlife Conservation Society y Fondo Acción se realizó el Lanzamiento del libro “Bitácoras del PVS” que puede ser consultado por todos los grupos de interés en [Libro PVS](#).

En el 2021 se inició un convenio específico con la Gobernación Del Meta y Cormacarena con el objeto de la conservación de coberturas vegetales en áreas de ecosistemas estratégicos en la cuenca media y alta del río Guayuriba y el río Metica (Guamal - Humadea) mediante la implementación de un esquema de pago por servicios ambientales (PSAs) por un periodo de 44 meses. El convenio lleva 7 meses de ejecución durante los cuales se han desarrollado actividades de socialización con resultados como la documentación de cartografía social e identificación de predios y rutas de acceso. Actualmente, se avanza en la fase de caracterización, priorización y selección de predios dirigida a cuantificar las variables que tipifican la zona y cada predio con el fin de establecer la vocación, posibilidades y limitaciones de sus recursos naturales y las condiciones socioeconómicas de los propietarios, poseedores y/o ocupantes y sus familias.

Inversión Social y Ambiental

En el 2T22 el Grupo Ecopetrol destinó recursos de Inversión Social y de Relacionamento en proyectos e iniciativas del Portafolio de Desarrollo Sostenible en el marco de la Estrategia de Entorno por un valor de COP 74 mil millones y un total de COP 147,414¹¹ millones al 1S22 que incluyen inversiones de carácter estratégico y obligatorio.

Durante el 2T22 se destaca la entrega de los siguientes proyectos de inversión social estratégica: i) vías terciarias y caminos veredales que comunican las veredas Caño Las Cruces, X10, Yondó Nuevo, Caño Negro, Laguna del Miedo, Remolinos y Kilómetro 5 del municipio de Yondó (Antioquia), beneficiando a 1,200 habitantes; ii) adecuación de 29.4 km de vías rurales en el municipio de Rionegro (Santander) iii) adecuación de 2.4 km de vías terciarias entre la vereda Brisas de Bolívar y Puerto Nuevo en Cantagallo (Bolívar) como parte del programa Vías para el Desarrollo; iv) adecuación y mejoramiento de salón comunal Calgary y escuelas Luis Carlos López, San Lucas y Centro Auxiliares de Servicios Docentes - CASD Manuela Beltrán de Cartagena; v) construcción cerramiento del Parque Membrillal de Cartagena; vi) tres centros de emprendimiento en Acacías, Guamal y Castilla la Nueva; espacios para incentivar las ideas, la creatividad y la innovación en emprendedores y empresarios en el marco del programa Ecopetrol Emprende Orinoquía; vii) doce bibliotecas viajeras a la Corporación Cultural de Villavicencio en alianza con Centro Regional para el Fomento del Libro en América Latina y el Caribe - CERLALC y la Alcaldía de Villavicencio; viii) finalización Programa Agroemprende Cacao Putumayo, alianza con la organización canadiense Sociedad de Cooperación para el Desarrollo Internacional - SOCODEVI que benefició 350 familias campesinas de San Miguel, Orito y Valle del Guamuez en el Putumayo, mediante apoyo técnico, organizativo, comercial para el fortalecimiento de la cadena de producción de Cacao.

Se destacan los siguientes proyectos de inversión obligatoria, ejecutada no sólo para cumplir requisitos legales sino también como oportunidades para contribuir al mejoramiento de las condiciones socioeconómicas y ambientales del territorio, entre los cuales se encuentran en ejecución: i) Proceso productivo pecuario para generación de ingresos en Alto Unuma, Pto. Gaitán (Meta), ii) Fortalecimiento de la cultura del Joropo, Casanare, iii) Gestión del riesgo Plan de Gestión Social Integral - PGSI (Casanare), iv) Cumplimiento de obligaciones establecidas en los instrumentos ambientales, Pto. Gaitán (Meta) y v) Formulación del Plan de Vida estratégico del resguardo Sikuaní, Pto. Gaitán (Meta).

Durante el 2T22, el Grupo Ecopetrol presentó manifestaciones de interés ante el gobierno nacional para financiar 20 proyectos nuevos por COP 182,126 millones. De acuerdo con la normatividad, en agosto de 2022 la Agencia

¹¹ La inversión al 1S22 se divide en: i) Inversión Estratégica por COP 141,516 millones e ii) Inversión Obligatoria por COP 5,898 millones. Como parte del valor estratégico se incluye la ejecución en 2022 de los proyectos de Obras por Impuestos que corresponde a COP 20,701 millones por Ecopetrol S.A. Ecopetrol S.A.: Inversión Social y Relacionamento acumulado: COP 130,462 millones. Filiales: Inversión Socio Ambiental acumulada: COP 16,952 millones.

para la Renovación del Territorio expedirá las resoluciones de asignación de los proyectos que podrán ser financiados de acuerdo con el Cupo CONFIS disponible.

Al cierre del 1S22, Ecopetrol destinó recursos de inversión ambiental por un valor de COP 6,927 millones, de los cuales COP 2,996 millones corresponden a inversiones obligatorias y COP 3,931 millones a inversiones voluntarias. Se destaca la construcción de 4 fichas descriptivas para las Ecoreservas con el fin de establecer sus planes de biodiversidad y fortalecimiento, que aportan a la meta de 50 Ecoreservas designadas a 2030 para el Grupo Ecopetrol. También se resalta la inversión en servicios de control y vigilancia de áreas conservadas y/o reforestadas, así como las acciones de restauración ecológica en la microcuenca del Caño Rubiales.

Planeación y Autorizaciones Ambientales

Durante el 2T22 Ecopetrol S.A. obtuvo 11 autorizaciones ambientales y ha gestionado 50 ante autoridades ambientales de orden nacional y regional para el desarrollo de sus proyectos y operaciones.

Entre las autorizaciones ambientales que se han obtenido se destacan:

- Ampliación de la ventana de tiempo del piloto de inyección de aire en el Campo Chichimene.
- Acondicionamiento estratégico dentro de las facilidades centrales de producción del campo Cupiagua.
- Aprobación de implementación de fitoevaporadores en Campo Dina.

Se destaca el inicio del análisis ambiental para la construcción de un centro de autogeneración de energía solar (82 MW) y biomasa (23 MW) para suministrar energía a la Refinería de Cartagena, dentro de las estrategias de la compañía para autogeneración de energía solar y biomasa.

Comunidades y Entorno

Se concertaron diferentes escenarios de diálogo territorial con comunidades, autoridades, gremios y asociaciones del Magdalena Medio, Casanare, Huila y Meta, en temáticas relacionadas con contratación de mano de obra, bienes y servicios locales, transporte e inversión social, los cuales contaron con la garantía del acompañamiento de la institucionalidad nacional.

Se avanzó en el ejercicio de caracterización de las comunidades de pescadores ubicadas sobre la línea de costa entre los municipios de Riohacha y Manaure, con el fin de contar con información sobre las prácticas pesqueras, dada la intención de realizar actividades de exploración en áreas costa afuera (offshore).

Se llevaron a cabo reuniones en diferentes sectores de la Isla de Providencia, con el fin de informar a la comunidad los avances en la planeación del proyecto “Ecoparque Solar Providencia”. Frente a esto, desde el Ministerio de Minas y Energía, se vienen buscando alternativas para que los beneficios del parque se reflejen en los costos del servicio.

Se continuó con el proceso de fortalecimiento de relaciones entre Ecopetrol y el Resguardo Alto Unuma Meta en Puerto Gaitán que se ha denominado “De buenos vecinos a amigos”, con el fin de avanzar en: i) implementación de los proyectos de generación de confianza; ii) discutir esquemas de apoyo tripartito (Resguardo, Gobierno y Empresa) frente a iniciativas que hacen parte del Plan de Vida, así como, iii) la realización de análisis conjunto y anticipado de situaciones de entorno para mitigar riesgos de conflictividad.

Con presencia de algunos directivos de Ecopetrol, se realizó visita al Corregimiento Campo Duro, para conocer la experiencia ecoturística de los beneficiarios del Proyecto Innovate – Sueño de Canoeros que vienen desarrollando las comunidades, se llevó a cabo diálogo con sus habitantes donde se conoció de primera mano preocupaciones y expectativas.

Responsabilidad Corporativa

Se publicó el Reporte Integrado de Gestión Sostenible en sus versiones en inglés y en español, donde se incluye un índice que, entre otros, identifica indicadores que responden al *Global Reporting Initiative* (GRI), SASB, TCFD,

los *Stakeholder Capitalism Metrics* (SCM) del Foro Económico Mundial, Pacto Global y los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de Naciones Unidas.

Adicionalmente, por tercer año consecutivo, Ecopetrol completó la información requerida por el Dow Jones Sustainability Index (DJSI), división de S&P Global, con la participación de múltiples áreas de la Compañía. Se esperan los resultados de esta evaluación de S&P en noviembre de este año.

Derechos Humanos

En el 2T22 se adelantó la revisión de la estrategia de DDHH de Ecopetrol con el objetivo de actualizar los lineamientos de respeto y debida diligencia, atendiendo a los mejores estándares. Este ejercicio redundará en la implementación de una estrategia aún más robusta que siga asegurando operaciones respetuosas de los DDHH, así como prevenir riesgos legales, reputacionales y operativos en DDHH.

Se adelantaron jornadas de sensibilización frente a temas de discriminación, acoso, violencia y DDHH. El primer encuentro se llevó a cabo en la Gerencia Oriente (Rubiales). Estos espacios ofrecen herramientas para asegurar ambientes sanos y respetuosos de los DDHH.

Se han analizado tendencias en materia de DDHH relacionadas con cadena de suministro, buscando fortalecer la debida diligencia de Ecopetrol en esta temática. Con el objetivo de promover y facilitar la alineación de los proveedores de la Compañía con mejores prácticas y hacer una gestión efectiva de los riesgos asociados con ese relacionamiento, se realizó una sensibilización a aproximadamente 200 administradores de contratos.

De manera bimensual se sostienen reuniones con las empresas del Grupo Ecopetrol, de manera individual y a través de la Mesa de Responsabilidad Corporativa, con el objetivo de asegurar la alineación en DDHH en las empresas del Grupo, implementación de la Guía de Derechos Humanos y la Guía del Ciclo de Gestión de Riesgos de DDHH.

Gobierno Corporativo y órganos sociales

Se realizó una reunión extraordinaria de la Asamblea General de Accionistas (AGA) el 17 de junio de 2022, donde se sometió a consideración y posterior aprobación de, entre otros, la propuesta de modificación de la destinación de una parte de la reserva ocasional y la consecuente distribución de un dividendo extraordinario de COP 168 por acción, para un total de dividendo de COP 448 por acción para este 2022, el más alto en la historia de la Compañía.

El monto total de la reserva ocasional que la AGA aprobó modificar y repartir equivale a cerca de COP 6.9 billones de los cuales a los accionistas minoritarios les correspondía COP 795 mil millones y a la Nación COP 6.1 billones, suma que, a su turno, en virtud del Parágrafo 2 del artículo 90 de la Ley 2159 de 2021, se definió en dicha Asamblea extraordinaria utilizarlo para compensar una parte de las obligaciones que tiene el FEPC con Ecopetrol. Lo anterior, teniendo en cuenta que, en el segundo trimestre del año el Gobierno Nacional, a través del Ministerio de Hacienda y Crédito Público, y Ecopetrol, definieron un esquema para cubrir el saldo que registró el FEPC a marzo de 2022, equivalente a cerca de COP 14.1 billones. Las acciones definidas en el plan para solventar dicho saldo fueron: (i) aportes de la Nación por cerca de COP 8 billones, desagregados en COP 7.3 billones de recursos de caja y COP 675.4 mil millones de los dividendos ya decretados sobre los resultados del 2021 de Ecopetrol que le correspondían al Gobierno, según lo aprobado en la AGA ordinaria del 30 de marzo 2022 y (ii) la propuesta de liberación de una parte de la reserva ocasional que se constituyó en la AGA de marzo 2022 y que sería distribuida como dividendo extraordinario a los accionistas.

En consecuencia, según lo decidido en la Asamblea extraordinaria, el pago de dividendos a los accionistas minoritarios se llevó a cabo el 30 de junio de 2022 y la compensación mencionada se efectuó en este mismo plazo.

Adicionalmente, en mayo se realizó la inducción para los directores de las Juntas Directivas del Grupo Ecopetrol, espacio anualmente realizado por la Gerencia de Gobierno Corporativo con el objetivo de fortalecer los conocimientos frente a los deberes, responsabilidades y funciones de los directores, reconociendo la importancia de su rol para el logro de los objetivos que como Grupo nos hemos trazado.

Ciencia, tecnología e Innovación

Durante el 2T22 se avanzó en la implementación del portafolio de ciencia, tecnología e innovación asegurando la captura de beneficios por USD 63.43 millones, gracias a los resultados obtenidos por las tecnologías de negocio y las soluciones digitales implementadas en Ecopetrol y Cenit, principalmente por:

En el frente de la **transformación digital**, se capturaron beneficios por USD 44.3 millones al cierre del 2T22, lo que corresponde a un incremento de 116% frente al cierre del 2T21 (USD 20.5 millones):

- Se implementa la segunda ola de la Agenda Digital; durante el 2T22 se realizó el despliegue en operación de 8 soluciones digitales que han contribuido en: la consolidación financiera del Grupo Empresarial, el ahorro de energía en la Refinería de Barrancabermeja, la automatización de todas las actividades del proceso de incorporación del personal, la gestión integral de los procesos de Inspección y Logística, y el monitoreo del progreso de ejecución de obra desde dispositivos móviles.
- En Campo D, se resaltan beneficios en productividad y costos evitados gracias a eficiencias a partir del uso de modelos analíticos, herramientas estadísticas, de almacenamiento y administración de información digital. Para el 2T22, desde el frente de analítica avanzada, se resalta el despliegue de la suite de modelos de pronósticos de la Vicepresidencia de Proyectos, la cual contribuye a la mitigación de riesgos de incumplimiento de actividades, la disciplina de capital y la liberación de horas hombres de profesionales de control de proyectos, a través de análisis predictivos.
- Además, se generaron beneficios en CENIT por USD 1.14 millones correspondientes al incremento de barriles transportados a partir de las disminuciones de afectaciones de bombeo con la implementación de las soluciones digitales que integran la gestión de la nominación, planeación, programación y balance de transporte de hidrocarburos.

En el frente de **innovación** en el 2T22, destacamos el avance del 30% en el despliegue del Centro de Innovación y Tecnología del Caribe; se avanza en la adecuación de la infraestructura, la ingeniería conceptual de parque de movilidad y el diseño del Tecnoparque, para el lanzamiento de la primera fase del Centro en el 3T22. Este centro será el tercer centro de la red de innovación de Ecopetrol a nivel nacional, tendrá el hidrógeno como protagonista, contará con un entorno de experimentación y una capa digital a través del metaverso.

En cuanto al **desarrollo y soporte tecnológico**, hemos obtenido beneficios certificados por USD 17.96 millones, por la generación de producción incremental a través del uso de nanotecnologías, la mejora en la movilidad de aceite y control de agua en el campo Castilla y la aplicación de la tecnología de inyección por pulsos o ciclos en 4 pozos inyectoros en el campo Corocora en Chichimene.

Respecto a la **propiedad intelectual**, en el segundo trimestre de 2022, la Superintendencia de Industria y Comercio otorgó tres nuevas patentes a Ecopetrol, que representan un avance científico y tecnológico en el monitoreo de aguas de producción y el negocio tradicional de hidrocarburos.

V. Presentación de Resultados

La administración de Ecopetrol realizará dos presentaciones en línea para repasar los resultados del segundo trimestre de 2022:

Español

4 de agosto de 2022
08:00 a.m. Colombia
09:00 a.m. Nueva York

Inglés

4 de agosto de 2022
10:00 a.m. Colombia
11:00 a.m. Nueva York

Para acceder, estarán disponibles los siguientes enlaces de conexión:

Español: <https://onlinexperiences.com/Launch/QReg/ShowUUID=E8DA00BD-D6AE-4E05-86C9-04474345F0BB&LangLocaleID=1034>

Inglés: <https://onlinexperiences.com/Launch/QReg/ShowUUID=BFCC73C2-3E0E-42AB-93CD-6AFF7E83DDC4&LangLocaleID=1033>

Por favor verifique si su navegador permite la operación normal de la presentación en línea. Recomendamos las últimas versiones de Internet Explorer, Google Chrome y Mozilla Firefox.

El comunicado de los resultados, la presentación, el webcast y la repetición de la conferencia estarán disponibles en la página web de Ecopetrol: www.ecopetrol.com.co

Información de Contacto:

Gerente de Mercado de Capitales

Tatiana Uribe Benninghoff

Teléfono: +57 601-234-5190 - Correo electrónico: investors@ecopetrol.com.co

Relaciones con los Medios (Colombia)

Jorge Mauricio Tellez

Teléfono: +57 601-234-4329 - Correo electrónico: mauricio.tellez@ecopetrol.com.co

Anexos Grupo Ecopetrol

Tabla 1: Estado de Resultados – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	2T 2022	2T 2021	Δ (%)	6M 2022	6M 2021	Δ (%)
Ingresos						
Nacionales	22,185	9,336	137.6%	38,798	17,951	116.1%
Exterior	21,700	10,108	114.7%	37,560	18,699	100.9%
Total ingresos	43,885	19,444	125.7%	76,358	36,650	108.3%
Costo de ventas						
Depreciación, amortización y agotamiento	2,725	2,328	17.1%	5,305	4,566	16.2%
Depreciación, amortización y agotamiento variable	1,622	1,600	1.4%	3,129	3,170	(1.3%)
Depreciación fijo	1,103	728	51.5%	2,176	1,396	55.9%
Costos variables	16,343	6,761	141.7%	28,408	12,999	118.5%
Productos importados	8,643	3,030	185.2%	16,328	6,227	162.2%
Compras nacionales	7,096	3,590	97.7%	12,627	6,732	87.6%
Servicio de transporte hidrocarburos	314	220	42.7%	568	449	26.5%
Variación de inventarios y otros	290	(79)	(467.1%)	(1,115)	(409)	172.6%
Costos fijos	4,010	2,342	71.2%	7,303	4,378	66.8%
Servicios contratados	1,073	734	46.2%	1,986	1,367	45.3%
Servicios de construcción	635	0	-	1,054	0	-
Mantenimiento	953	572	66.6%	1,660	1,075	54.4%
Costos laborales	835	587	42.2%	1,618	1,145	41.3%
Otros	514	449	14.5%	985	791	24.5%
Total costo de ventas	23,078	11,431	101.9%	41,016	21,943	86.9%
Utilidad bruta	20,807	8,013	159.7%	35,342	14,707	140.3%
Gastos operacionales	2,199	1,457	50.9%	4,205	2,637	59.5%
Gastos de administración	1,752	1,391	26.0%	3,661	2,405	52.2%
Gastos de exploración y proyectos	445	67	564.2%	538	235	128.9%
(Recuperación) gasto por impairment de activos de largo plazo	2	(1)	(300.0%)	6	(3)	(300.0%)
Utilidad operacional	18,608	6,556	183.8%	31,137	12,070	158.0%
Resultado financiero, neto	(1,991)	(831)	139.6%	(3,514)	(1,484)	136.8%
Diferencia en cambio, neto	(186)	(17)	994.1%	(139)	104	(233.7%)
Intereses, neto	(1,155)	(563)	105.2%	(2,095)	(1,098)	90.8%
Ingresos (gastos) financieros	(650)	(251)	159.0%	(1,280)	(490)	161.2%
Resultados de participación en compañías	237	62	282.3%	439	115	281.7%
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	16,854	5,787	191.2%	28,062	10,701	162.2%
Provisión impuesto a las ganancias	(5,309)	(1,768)	200.3%	(9,193)	(3,304)	178.2%
Utilidad neta consolidada	11,545	4,019	187.3%	18,869	7,397	155.1%
Interés no controlante	(1,075)	(295)	264.4%	(1,826)	(587)	211.1%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	10,470	3,724	181.1%	17,043	6,810	150.3%
EBITDA	22,211	9,428	135.6%	38,106	17,615	116.3%
Margen EBITDA	50.6%	48.5%	2.1%	49.9%	48.1%	1.8%

Tabla 2: Estado de Situación Financiera / Balance General – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	Junio 30, 2022	Marzo 31, 2022	Δ (%)
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes de efectivo	10,104	13,999	(27.8%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	29,114	25,227	15.4%
Inventarios	12,177	10,972	11.0%
Activos por impuestos corrientes	6,056	4,840	25.1%
Otros activos financieros	1,146	1,649	(30.5%)
Otros activos	2,365	2,387	(0.9%)
	60,962	59,074	3.2%
Activos no corrientes mantenidos para la venta	48	75	(36.0%)
Total activos corrientes	61,010	59,149	3.1%
Activos no corrientes			
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	9,103	8,669	5.0%
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	26,282	26,416	(0.5%)
Propiedades, planta y equipo	92,035	87,774	4.9%
Recursos naturales y del medio ambiente	38,022	36,049	5.5%
Activos por derecho de uso	561	496	13.1%
Intangibles	15,975	14,831	7.7%
Activos por impuestos diferidos	13,307	10,876	22.4%
Otros activos financieros	827	1,018	(18.8%)
Goodwill y otros activos	5,755	5,552	3.7%
	201,867	191,681	5.3%
Total activos	262,877	250,830	4.8%
Pasivos corrientes			
Préstamos corto plazo	9,763	8,739	11.7%
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	22,129	26,480	(16.4%)
Provisiones por beneficios a empleados	2,032	2,219	(8.4%)
Pasivos por impuestos corrientes	4,692	2,559	83.4%
Provisiones y contingencias	1,147	1,464	(21.7%)
Otros pasivos	1,962	1,288	52.3%
Pasivos asociados a activos no corrientes mantenidos para la venta	27	25	8.0%
	41,752	42,774	(2.4%)
Pasivos no corrientes			
Préstamos largo plazo	88,983	82,879	7.4%
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	80	88	(9.1%)
Provisiones por beneficios a empleados	10,643	9,797	8.6%
Pasivos por impuestos no corrientes	11,958	11,744	1.8%
Provisiones y contingencias	12,874	12,624	2.0%
Otros pasivos	1,910	1,780	7.3%
	126,448	118,912	6.3%
Total pasivos	168,200	161,686	4.0%
Patrimonio			
Patrimonio atribuible a los propietarios de la compañía	70,608	66,455	6.2%
Interés no controlante	24,069	22,689	6.1%
	94,677	89,144	6.2%
Total pasivos y patrimonio	262,877	250,830	4.8%

Tabla 3: Estado de Flujo de Efectivo – Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	2T 2022	2T 2021	6M 2022	6M 2021
Flujos de efectivo de las actividades de operación				
Utilidad neta del periodo atribuible a los accionistas de Ecopetrol S.A.	10,470	3,724	17,043	6,810
Ajustes para conciliar utilidad neta con efectivo generado por operaciones				
Participación de accionistas no controlantes	1,075	295	1,826	587
Cargo por impuesto a las ganancias	5,309	1,768	9,193	3,304
Depreciación, agotamiento y amortización	2,856	2,396	5,565	4,698
Pérdida (utilidad) por diferencia en cambio	186	17	139	258
Utilidad por realización de otros resultados integrales en venta de negocios conjuntos	0	0	0	(362)
Costo financiero reconocido en resultados	1,973	838	3,523	1,630
Pozos secos	377	38	438	170
Pérdida (utilidad) en venta o retiro de activos no corrientes	11	25	306	17
Impairment de activos de corto y largo plazo	15	2	41	15
Ganancia por valoración de activos financieros	(61)	(3)	(103)	19
Utilidad en operaciones de coberturas con derivados	(11)	10	(11)	10
Ganancia por venta de activos	12	1	10	0
Resultado de las inversiones en compañías asociadas y negocios conjuntos	(237)	(62)	(439)	(115)
Diferencia en cambio realizada sobre coberturas de exportaciones e ineffectividad	157	83	292	150
Otros conceptos menores	27	7	4	14
Cambios netos en operaciones con activos y pasivos	(12,649)	(3,524)	(22,833)	(7,487)
Impuesto de renta pagado	(3,356)	(2,301)	(5,054)	(3,471)
Efectivo neto generado por las actividades de operación	6,154	3,314	9,940	6,247
Flujos de efectivo de las actividades de inversión				
Inversión en negocios conjuntos	(33)	0	(65)	0
Inversión en propiedad, planta y equipo	(1,867)	(1,408)	(3,094)	(2,258)
Inversión en recursos naturales y del ambiente	(2,532)	(1,298)	(4,490)	(2,867)
Adquisiciones de intangibles	(187)	(45)	(357)	(63)
Venta activos mantenidos para la venta e instrumentos de patrimonio	0	2	0	0
(Compra) venta de otros activos financieros	771	(6)	1,170	1,706
Intereses recibidos	177	44	336	68
Dividendos recibidos	179	82	179	82
Ingresos por venta de activos	29	0	80	11
Efectivo neto usado en actividades de inversión	(3,463)	(2,629)	(6,241)	(3,321)
Flujo de efectivo en actividades de financiación				
Captaciones (pagos) de préstamos	(54)	(619)	(331)	(681)
Pago de intereses	(1,532)	(735)	(2,439)	(1,213)
Pagos por arrendamientos (Capital e intereses)	(115)	(80)	(205)	(150)
Restitución de capital	(7)	0	(7)	0
Dividendos pagados	(5,692)	(982)	(5,965)	(1,151)
Efectivo neto usado en actividades de financiación	(7,400)	(2,416)	(8,947)	(3,195)
Efecto de variación en tasa de cambio sobre efectivo y equivalentes de efectivo	814	65	802	209
(Disminución) aumento en el efectivo y equivalentes de efectivo	(3,895)	(1,666)	(4,446)	(60)
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del periodo	13,999	6,688	14,550	5,082
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del periodo	10,104	5,022	10,104	5,022

Tabla 4: Conciliación del EBITDA - Grupo Ecopetrol

Miles de Millones (COP)	2T 2022	2T 2021	6M 2022	6M 2021
Utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol	10,470	3,724	17,043	6,810
(+) Depreciación, agotamiento y amortización	2,856	2,396	5,565	4,698
(+/-) Impairment activos a largo plazo	2	(1)	6	(3)
(+/-) Resultado financiero, neto	1,991	831	3,514	1,484
(+) Provisión impuesto a las ganancias	5,309	1,768	9,193	3,304
(+) Impuestos y otros	508	415	959	735
(+/-) Interes no controlante	1,075	295	1,826	587
EBITDA Consolidado	22,211	9,428	38,106	17,615

Tabla 5: Conciliación del EBITDA por Segmento (2T22)

Miles de Millones (COP)	Exploración y Producción	Refinación y Petroquímica	Transporte y Logística	Transmisión de Energía y Vías	Eliminaciones	Consolidado
Utilidad neta atribuible a los accionistas de Ecopetrol	7,374	1,806	1,086	204	0	10,470
(+) Depreciación, agotamiento y amortización	1,721	457	351	327	0	2,856
(+/-) Impairment activos a largo plazo	0	2	0	0	0	2
(+/-) Resultado financiero, neto	532	559	11	871	18	1,991
(+) Provisión impuesto a las ganancias	3,994	602	724	(10)	(1)	5,309
(+) Otros Impuestos	252	207	9	40	0	508
(+/-) Interés no controlante	(21)	52	252	792	0	1,075
EBITDA Consolidado	13,852	3,685	2,433	2,224	17	22,211

Anexos Ecopetrol S.A.

A continuación, se presentan el Estado de Resultados y el Estado de Situación Financiera de Ecopetrol S.A.

Tabla 6: Estado de Resultados

Miles de Millones (COP)	2T 2022	2T 2021	Δ (%)	6M 2022	6M 2021	Δ (%)
Nacionales	20,599	9,405	119.0%	35,804	17,770	101.5%
Exterior	16,471	7,740	112.8%	28,558	14,610	95.5%
Total ingresos	37,070	17,145	116.2%	64,362	32,380	98.8%
Costos variables	19,510	9,039	115.8%	34,777	17,553	98.1%
Costos fijos	3,345	2,856	17.1%	6,387	5,396	18.4%
Costo de ventas	22,855	11,895	92.1%	41,164	22,949	79.4%
Utilidad bruta	14,215	5,250	170.8%	23,198	9,431	146.0%
Gastos operacionales	1,022	934	9.4%	1,816	1,517	19.7%
Utilidad operacional	13,193	4,316	205.7%	21,382	7,914	170.2%
Ingresos (gastos) financieros	(1,251)	(887)	41.0%	(1,919)	(1,917)	0.1%
Resultados de participación en compañías	2,703	1,366	97.9%	4,395	2,670	64.6%
Utilidad antes de impuesto a las ganancias	14,645	4,795	205.4%	23,858	8,667	175.3%
Provisión impuesto a las ganancias	(4,175)	(1,071)	289.8%	(6,815)	(1,857)	267.0%
Utilidad neta atribuible a accionistas de Ecopetrol	10,470	3,724	181.1%	17,043	6,810	150.3%
EBITDA	15,031	6,155	144.2%	24,896	11,524	116.0%
Margen EBITDA	40.5%	35.90%	4.6%	38.70%	35.60%	3.1%

Tabla 7: Estado de Situación Financiera / Balance General

Miles de Millones (COP)	Junio 30, 2022	Marzo 31, 2022	Δ (%)
Activos corrientes			
Efectivo y equivalentes de efectivo	2,987	5,157	(42.1%)
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	26,385	24,301	8.6%
Inventarios	8,100	7,695	5.3%
Activos por impuestos corrientes	4,651	4,000	16.3%
Otros activos financieros	2,973	2,716	9.5%
Otros activos	1,447	1,540	(6.0%)
	46,543	45,409	2.5%
Activos no corrientes mantenidos para la venta	26	40	(35.0%)
Total activos corrientes	46,569	45,449	2.5%
Activos no corrientes			
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	78,346	71,497	9.6%
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	517	546	(5.3%)
Propiedades, planta y equipo	25,409	24,832	2.3%
Recursos naturales y del medio ambiente	24,571	23,978	2.5%
Activos por derecho de uso	3,001	3,037	(1.2%)
Intangibles	313	300	4.3%
Activos por impuestos diferidos	7,110	4,860	46.3%
Otros activos financieros	308	535	(42.4%)
Goodwill y otros activos	1,070	1,043	2.6%
	140,645	130,628	7.7%
Total activos	187,214	176,077	6.3%
Pasivos corrientes			
Préstamos corto plazo	5,714	4,316	32.4%
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	19,863	23,028	(13.7%)
Provisiones por beneficios a empleados	1,810	1,977	(8.4%)
Pasivos por impuestos corrientes	3,556	846	320.3%
Provisiones y contingencias	778	1,108	(29.8%)
Otros pasivos	1,539	944	63.0%
	33,260	32,219	3.2%
Pasivos no corrientes			
Préstamos largo plazo	62,812	58,106	8.1%
Provisiones por beneficios a empleados	9,771	8,941	9.3%
Pasivos por impuestos no corrientes	287	270	6.3%
Provisiones y contingencias	10,328	10,034	2.9%
Otros pasivos	148	52	184.6%
	83,346	77,403	7.7%
Total pasivos	116,606	109,622	6.4%
Patrimonio			
Patrimonio atribuible a los propietarios de la compañía	70,608	66,455	6.2%
Total patrimonio	70,608	66,455	6.2%
Total pasivos y patrimonio	187,214	176,077	6.3%

Tabla 8: Destinos de Exportación – Grupo Ecopetrol

Crudo - kbped	2T 2022	2T 2021	% Part.	6M 2022	6M 2021	% Part.
Costa del Golfo EE.UU.	163.2	123.8	39.4%	166.5	123.6	41.7%
Asia	179.3	181.7	43.3%	184.2	197.5	46.1%
América Central / Caribe	37.3	10.8	9.0%	23.3	10.2	5.8%
Otros	7.7	1.4	1.9%	11.8	0.9	3.0%
Europa	21.5	20.6	5.2%	11.8	13.6	3.0%
Costa Oeste EE.UU.	5.4	4.8	1.3%	2.0	4.3	0.5%
América del Sur	0.0	0.0	0.0%	0.0	0.6	0.0%
Costa Este EE.UU.	0.0	0.0	0.0%	0.0	0.0	0.0%
Total	414.4	343.1	100.0%	399.6	350.7	100.0%

Productos - kbped	2T 2022	2T 2021	% Part.	6M 2022	6M 2021	% Part.
América Central / Caribe	63.8	45.0	61.7%	45.9	35.7	56.8%
Costa del Golfo EE.UU.	13.2	13.1	12.7%	16.5	15.6	20.4%
Asia	11.7	17.3	11.3%	8.9	14.1	11.0%
América del Sur	5.9	12.5	5.7%	6.3	10.4	7.8%
Costa Este EE.UU.	5.6	19.0	5.4%	0.0	21.0	0.0%
Europa	5.6	0.0	5.4%	2.8	4.0	3.5%
Costa Oeste EE.UU.	0.0	0.0	0.0%	0.0	0.0	0.0%
Otros	(2.3)	1.7	-2.2%	0.5	1.1	0.6%
Total	103.4	108.6	100.0%	80.9	101.9	100.0%

Nota: La información está sujeta a modificación posterior al cierre del trimestre, debido a que algunos destinos son reclasificados según el resultado final de las exportaciones.

Tabla 9: Compras Locales e Importaciones – Grupo Ecopetrol

Compras Locales - kbped	2T 2022	2T 2021	Δ (%)	6M 2022	6M 2021	Δ (%)
Crudo	187.5	175.5	6.8%	182.4	177.7	2.6%
Gas	3.3	2.0	65.0%	2.5	1.8	38.9%
Productos	3.1	2.6	19.2%	3.1	2.7	14.8%
Diluyente	0.0	0.0	-	0.0	0.0	-
Total	193.9	180.1	7.7%	188.0	182.2	3.2%

Importaciones - kbped	2T 2022	2T 2021	Δ (%)	6M 2022	6M 2021	Δ (%)
Crudo	41.4	23.7	74.7%	34.9	24.0	45.4%
Productos	102.2	58.9	73.5%	117.3	69.6	68.5%
Diluyente	35.8	27.6	29.7%	35.4	27.0	31.1%
Total	179.4	110.2	62.8%	187.6	120.6	55.6%

Total	373.3	290.3	28.6%	375.6	302.8	24.0%
--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------

Tabla 10: Detalle de Pozos Exploratorios – Grupo Ecopetrol

#	Quarter	Name	Initial Well Classification (Lahee)	Block	Name	Operator/Partner	Status	TD Date
1	Primero	Bololó-1	A3	VIM-8	Valle Inferior del Magdalena	Hocol 100% (Operador)	Seco	Enero 3/2022
2	Primero	El Niño-2	A1	Boqueron	Valle Medio del Magdalena	Perenco 30% (Operador), ECP 50%, CNOOC 20%	Exitoso	Enero 13/2022
3	Primero	EST-SN-15	Estratigráfico	SN-15	Sinú - San Jacinto	Hocol 100% (Operador)	Taponado y Abandonado	Enero 17/2022
4	Primero	Pilonera-1	A3	SSJN1	Sinú - San Jacinto	Hocol 50 % Lewis Energy 50% (Operador)	Taponado y Abandonado	Enero 20/2022
5	Primero	Boranda Sur-3	A1	Boranda	Valle Medio del Magdalena	Parex 50% (Operador) ECP 50%	En Evaluación	Febrero 23/2022
6	Primero	Cayena-2	A1	Fortuna	Valle Medio del Magdalena	Parex 80% (Operador) ECP 20% A sólo riesgo por el socio	En Evaluación	Enero 12/2022
7	Primero	Caño Caranal DT-1	A3	Cosecha	Llanos Orientales	Sierracol 50% (Operador) ECP 50 % A sólo riesgo por el socio	Seco	Marzo 14/2022
8	Segundo	Chinchorro-1G	A3	GUA-2	Baja Guajira	Hocol 100%	Seco	Abril 16/2022
9	Segundo	Boranda Norte-1	A1	Boranda	Valle Medio del Magdalena	Parex 50% (Operador) ECP 50%	Seco	Mayo 15/2022
10	Segundo	Tejon-1	A2B	CPO-9	Llanos Orientales	ECP 55% (Operador) Repsol 45%	En Evaluación	Mayo 22/2022
11	Segundo	Morito-1	A3	Convenio de Explotacion del Magdalena Medio	Valle Medio del Magdalena	ECP 100%	En Evaluacion	Junio 30/2022
12	Segundo	Fidalga-1	A2C	Fortuna	Valle Medio del Magdalena	Parex 80% (Operador) ECP 20% A sólo riesgo por el socio	En Evaluación	Abril 02/2022
13	Segundo	Fidalga-1 ST1	A2C	Fortuna	Valle Medio del Magdalena	Parex 80% (Operador) ECP 20% A sólo riesgo por el socio	En Evaluación	Mayo 02/2022
14	Segundo	Caño Caranal DT-1 ST1	A3	Cosecha	Llanos Orientales	Sierracol 50% (Operador) ECP 50 % A sólo riesgo por el socio	Seco	Abril 25/2022
15	Segundo	Fidalga-1 ST2	A2C	Fortuna	Valle Medio del Magdalena	Parex 80% (Operador) ECP 20% A sólo riesgo por el socio	En Evaluación	Junio 23/2022
16	Segundo	Boranda Norte-1 ST1	A1	Boranda	Valle Medio del Magdalena	Parex 50% (Operador) ECP 50%. Operación exclusiva a sólo riesgo por el socio	Seco	Junio 21/ 2022

*En 2022 se incluye la actividad operada a sólo riesgo por el socio.

Tabla 11: Desempeño HSE (Salud, Seguridad y Medio Ambiente)

Indicadores HSE*	2T 2022	2T 2021	6M 2022	6M 2021
Frecuencia del total de lesiones registrables (No. Casos registrables / Millón de horas hombre)	0.30	0.50	0.26	0.60
Incidentes ambientales**	2	2	5	4

* Los resultados de los indicadores están sujetos a modificación posterior al cierre del trimestre debido a que algunos de los accidentes e incidentes son reclasificados según el resultado final de las investigaciones. ** Los incidentes ambientales son aquellos derrames de hidrocarburos superiores a 1 barril, con afectación ambiental.